



中信证券研究部



华鹏伟
电力设备与新能源
行业首席分析师
S1010521010007



林劼
电力设备与新能源
分析师
S1010519040001



华夏
电力设备与新能源
分析师
S1010520070003



张志强
电力设备与新能源
分析师
S1010521120001

电力设备及新能源电力设备
及新能源行业

评级 强于大市 (维持)

核心观点

新型电力系统建设浪潮下，储能延续高增长态势。国内短期受风光装机提速与电价政策共同作用，多技术路线并举发展；海外受能源供应与转型催化，欧洲户储与美国大储市场有望成为亮点。建议围绕国内外储能系统及 EPC、储能逆变器、储能温控消防、长时储能及灵活性改造四个维度，筛选行业受益标的。

■ **新型电力系统建设渐深化，储能成长空间持续开启。**在新型电力系统发展过程中，要求电力供给结构以化石能源发电为主体向新能源提供可靠电力支撑转变，源网荷储一体化发展应运而生；在经历“十四五”初期的电力供需形势偏紧后，下一阶段电力系统建设的重心将在兼顾能源体系安全的基础上向新能源装机提速侧重，消纳将成为下一阶段系统建设核心，储能增长空间进一步开启。

■ **国内风光装机望加速，催化储能需求提速。**在经历了硅料价格高企和疫情影响风电机组吊装后，2023 年国内风光装机均有望迎来提速——我们预计 2023 年国内光伏装机量有望继续高增至 140GW，国内风电装机有望显著复苏、总装机量将达 80GW 左右；风光装机提速叠加用电需求升级，在电价政策的持续利好下，国内储能需求有望加速释放，我们预计 2023-2025 年国内储能功率装机规模有望分别达到 23/32/42GW，其中新型储能将成为增长的核心动能，占比持续提升。

■ **海外市场：欧洲户储渗透率提升，美国大储放量在即。**俄乌冲突加剧能源紧张局势，高电价驱动欧洲户用装机热情，同时欧洲通过暴利税补贴模式提升用户用电稳定性，并进一步推动光储系统装机诉求，目前“光伏+储能”模式在欧洲具备良好经济性。同时，在高电价与 IRA 政策的共同影响下，美国的储能项目盈利模式成熟，近期支持政策密集出台，预期美国储能市场将持续高增长。结合全球新能源装机预期和储能配套发展比例，我们预期 2022-2025 年全球储能装机规模预期为 30/50/69/92GW，保持 50%的年均复合增速。

■ **风险因素：**新能源装机量不及预期；储能成本下降不及预期；电价市场化推进不及预期；电价政策改革不及预期。

■ **投资策略：**构建以新能源为主体的新型电力系统奠定了未来打造储能作为全系统“蓄水池”、“安全阀”的发展主线，“双碳”目标下储能中长期发展空间巨大。短期看，1) 国内市场有望在 2023 年迎来风光装机加速释放，同时在相应储能政策、规划及电价政策的利好下，电网、电源侧配储需求加速释放，工商业储能商业模式日渐清晰，长时储能等多时间尺度、多技术路线并举。2) 海外市场受能源供应与电价变动影响，欧洲户储装机加速渗透，美国大储市场有望放量。结合以上行业发展趋势，我们建议围绕四条主线把握储能行业高速增长的机遇期：

- 1) 国内外储能系统及 EPC 环节：重点推荐阳光电源、苏文电能、派能科技、科华数据、国电南瑞、许继电气、思源电气，建议关注南网科技、新风光、智光电气、ST 龙净、威腾电气、海博思创、南都电源、科陆电子、科士达、四方股份；
- 2) 储能逆变器环节：重点推荐固德威、锦浪科技、德业股份、禾迈股份，建议关注盛弘股份；
- 3) 储能温控消防环节：重点推荐同飞股份、英维克、高澜股份、青鸟消防、国安达；
- 4) 长时储能及灵活性改造：重点推荐中国能建、钒钛股份，建议关注陕鼓动力、首航高科、中国电建、哈尔滨电气、上海电气、青达环保。

重点公司盈利预测、估值及投资评级

| 简称 | 代码 | 收盘价 | EPS | | | | PE | | | | 评级 |
|------|-----------|--------|------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|----|
| | | | 21 | 22E | 23E | 24E | 21 | 22E | 23E | 24E | |
| 阳光电源 | 300274.SZ | 121.58 | 1.07 | 2.11 | 3.85 | 5.29 | 114 | 58 | 32 | 23 | 买入 |
| 苏文电能 | 300982.SZ | 63.51 | 1.76 | 2.03 | 2.76 | 3.62 | 36 | 31 | 23 | 18 | 买入 |
| 派能科技 | 688063.SH | 290.75 | 2.04 | 7.12 | 14.45 | 20.71 | 143 | 41 | 20 | 14 | 买入 |
| 科华数据 | 002335.SZ | 50.99 | 0.95 | 1.20 | 1.50 | 1.89 | 54 | 42 | 34 | 27 | 买入 |
| 国电南瑞 | 600406.SH | 26.79 | 0.84 | 0.99 | 1.14 | 1.28 | 32 | 27 | 24 | 21 | 买入 |
| 许继电气 | 000400.SZ | 22.24 | 0.72 | 0.88 | 1.02 | 1.24 | 31 | 25 | 22 | 18 | 买入 |
| 思源电气 | 002028.SZ | 43.45 | 1.56 | 1.58 | 2.05 | 2.52 | 28 | 28 | 21 | 17 | 买入 |
| 固德威 | 688390.SH | 342.55 | 2.27 | 4.43 | 11.73 | 21.99 | 151 | 77 | 29 | 16 | 买入 |
| 锦浪科技 | 300763.SZ | 169.01 | 1.26 | 2.93 | 6.42 | 10.66 | 134 | 58 | 26 | 16 | 买入 |
| 德业股份 | 605117.SH | 312.20 | 2.42 | 6.22 | 12.37 | 20.48 | 129 | 50 | 25 | 15 | 买入 |
| 禾迈股份 | 688032.SH | 823.00 | 3.60 | 10.64 | 21.33 | 39.29 | 229 | 77 | 39 | 21 | 买入 |
| 同飞股份 | 300990.SZ | 102.05 | 1.28 | 1.62 | 2.81 | 3.81 | 80 | 63 | 36 | 27 | 买入 |
| 英维克 | 002837.SZ | 35.65 | 0.47 | 0.47 | 0.79 | 1.14 | 76 | 76 | 45 | 31 | 买入 |
| 高澜股份 | 300499.SZ | 12.38 | 0.21 | 0.26 | 0.40 | 0.50 | 59 | 48 | 31 | 25 | 买入 |
| 青鸟消防 | 002960.SZ | 30.35 | 1.08 | 1.25 | 1.58 | 1.90 | 28 | 24 | 19 | 16 | 买入 |
| 国安达 | 300902.SZ | 32.86 | 0.21 | 1.05 | 1.81 | 2.88 | 156 | 31 | 18 | 11 | 买入 |
| 中国电建 | 601669.SH | 6.98 | 0.57 | 0.77 | 1.02 | 1.38 | 12 | 9 | 7 | 5 | 买入 |
| 中国能建 | 601868.SH | 2.32 | 0.16 | 0.18 | 0.22 | 0.28 | 15 | 13 | 11 | 8 | 买入 |
| 钒钛股份 | 000629.SZ | 4.92 | 0.15 | 0.19 | 0.22 | 0.32 | 33 | 26 | 22 | 15 | 买入 |

资料来源: Wind, 中信证券研究部预测

注: 股价为 2023 年 1 月 16 日收盘价

目录

| | |
|---|-----------|
| 国内储能：政策加持引规模化发展，消纳需求促多技术并举 | 6 |
| “双碳”发展立足新型电力系统建设，新能源转型催化储能成长空间 | 6 |
| 2023 年风光装机均有望提速，电力系统运行压力渐升 | 8 |
| 国内储能快速发展，2022 年规划与建设规模持续扩张 | 10 |
| 国内政策立足新能源配储与电价改革，加速储能商业化发展 | 13 |
| 峰谷价差拉大，部分区域盈利模式趋于清晰 | 15 |
| 新能源消纳聚焦国内不同时间尺度与规模的需求差异 | 16 |
| 海外储能：欧洲户储渗透率提升，美国大储放量在即 | 19 |
| 欧洲高电价加速户储装机，渗透仍有较大提升空间 | 19 |
| 高电价与 IRA 政策凸显经济性，美国储能持续高景气 | 23 |
| 风险因素 | 28 |
| 投资策略 | 29 |

插图目录

| | |
|---|----|
| 图 1: 构建以新能源为主体的新型电力系统 | 6 |
| 图 2: 我国发电设备累计装机容量 | 7 |
| 图 3: 新型电力系统图景展望及源网荷各侧新型储能应用场景 | 7 |
| 图 4: 2022 年我国电力可靠供应难题凸显 | 8 |
| 图 5: 中国光伏装机结构及预测 | 9 |
| 图 6: 中国光伏新增装机规模及预测 | 9 |
| 图 7: 国内风电新增吊装规模及预测 | 10 |
| 图 8: 2017-2021 年国内储能累计装机容量变化 | 10 |
| 图 9: 2019-2021 年国内新型储能市场前五省区装机情况 | 10 |
| 图 10: 国内电力新型储能项目（含规划、建设和运行） | 11 |
| 图 11: 国内不同区域电力新型储能项目功率规模占比 | 11 |
| 图 12: 国内电力新型储能不同技术类型功率规模及占比 | 12 |
| 图 13: 国内电力新型储能项目不同场景应用功率规模及占比 | 12 |
| 图 14: 国内当月新增招标——EPC 总承包采购规模 | 13 |
| 图 15: 国内当月新增招标——储能系统采购规模 | 13 |
| 图 16: 国内当月储能系统中标价格区间 | 13 |
| 图 17: 国内当月 EPC 总承包中标价格区间 | 13 |
| 图 18: 国内部分地区峰谷电价时段示意图 | 15 |
| 图 19: 2022 年全国电网代购电平均最大峰谷价差情况（一般工商业 10kV） | 16 |
| 图 20: 不同时间尺度灵活性调节需求示意图 | 16 |
| 图 21: 各应用模式及功能下的储能系统持续时长 | 16 |
| 图 22: 主要储能形式的储能容量和储能时长 | 17 |
| 图 23: 长时储能技术路线一览 | 18 |
| 图 24: 国内储能装机规模预测 | 19 |
| 图 25: 欧洲天然气价格走势 | 20 |
| 图 26: 欧洲主要国家电力价格走势 | 20 |
| 图 27: 欧洲储能或户储装机量 | 20 |
| 图 28: 全球主要国家光伏配储渗透率 | 20 |
| 图 29: 德国居民电价、光伏及光伏配储平准化成本对比 | 21 |
| 图 30: 2021 年德国占欧洲储能市场 70% | 21 |
| 图 31: 意大利光储项目装机及储能渗透率 | 23 |
| 图 32: 全球户用储能项目装机规模及预测 | 23 |
| 图 33: 2021 全球新增新型储能项目地区分布 | 24 |
| 图 34: 2021 年三大主要市场储能装机结构 | 24 |
| 图 35: 美国表前市场新增储能装机量 | 24 |
| 图 36: 美国表后市场新增储能装机量 | 24 |
| 图 37: 2021 年美国电力结构 | 25 |
| 图 38: 2022 年美国最大效用规模储能资源分布 | 25 |
| 图 39: 美国天然气价格、电价及德州加州电价 | 26 |
| 图 40: 美国 2021-2024 年各州电池储能规划安装规模 | 26 |
| 图 41: 美国储能市场装机规模及预测 | 27 |
| 图 42: 美国储能市场装机容量及预测 | 27 |
| 图 43: 全球新能源及储能装机预测 | 27 |

图 44：国内“十四五”新增储能装机占比预期 29
图 45：储能系统成本拆分 29

表格目录

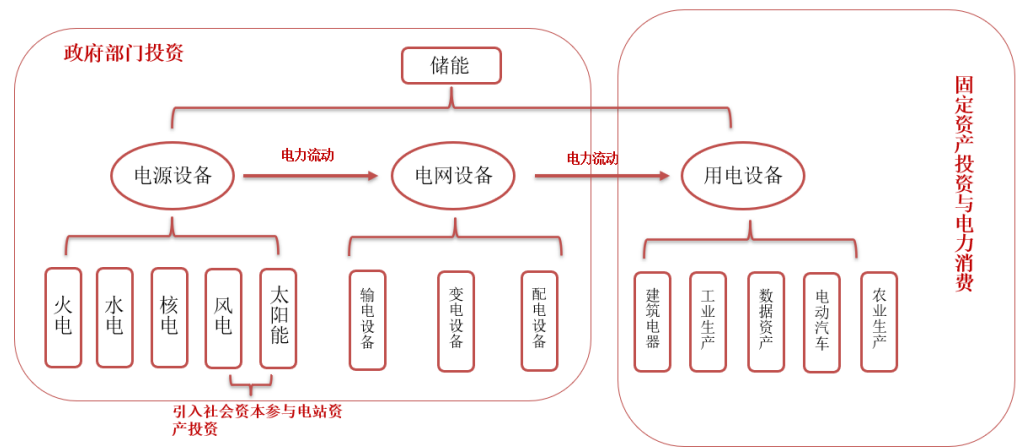
表 1：新型电力系统建设“三步走”发展路径中的储能发展 8
表 2：国内储能发展支持相关政策 14
表 3：各省区配储要求 15
表 4：国内电力储能装机预测 18
表 5：欧洲各国层面主要通过暴利税补贴给用户 20
表 6：欧洲主要户储市场的并网定价方式（2020 年） 22
表 7：欧洲户用光伏+储能数据假设 22
表 8：欧洲户用光伏、储能经济性测算 22
表 9：IRA 政策更新后美国储能补贴相应增加 25
表 10：全球电力储能装机预测 27
表 11：重点推荐标的盈利预测一览 30

国内储能：政策加持引规模化发展，消纳需求促多技术并举

“双碳”发展立足新型电力系统建设，新能源转型催化储能成长空间

新型电力系统建设需“源网荷储”一体化发展，储能是各环节的蓄水池、压舱石。在双碳目标的指引下，以及技术不断推动成本下降的趋势下，可再生能源的渗透率不断提升。2021年3月15日，习近平总书记在中央财经委员会第九次会议上对能源电力发展作出了系统阐述，首次提出构建新型电力系统，党的二十大报告强调加快规划建设新型能源体系，为新时代能源电力发展提供了根本遵循和必由路径。

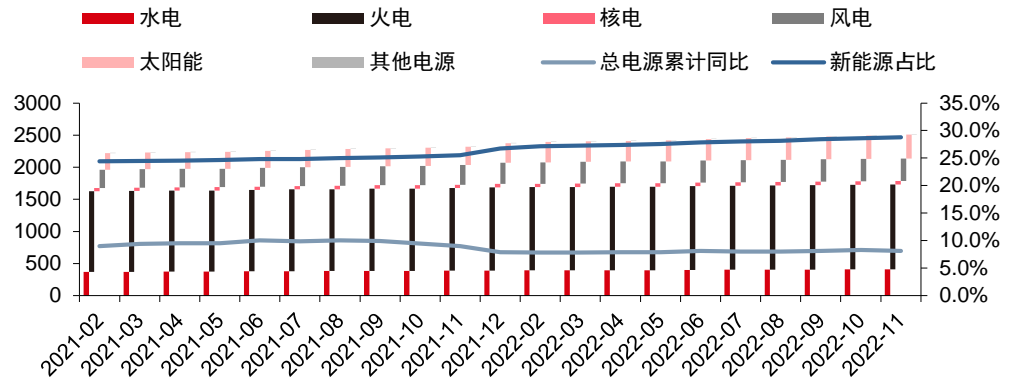
图 1：构建以新能源为主体的新型电力系统



资料来源：中信证券研究部

国家能源局的数据显示，2022年1-11月，国内太阳能发电新增装机65.46GW，累计装机达到372.02GW；国内风电累计新增装机22.48GW，累计装机达到350.96GW。其中，太阳能发电、风电占国内总体电源装机规模比例分别达到14.82%/13.98%，新能源累计发电装机容量占比达到28.8%。

图 2：我国发电设备累计装机容量（GW）



资料来源：Wind，国家能源局，中信证券研究部

在新型电力系统发展过程中，要求电力供给结构从以化石能源发电为主体向新能源提供可靠电力支撑转变，同时，系统形态由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变。储能的多场景应用，既是短期支撑电力系统转型、维持运行安全的重要手段，也是未来系统实现完全脱碳的核心手段和“蓄水池”。

图 3：新型电力系统图景展望及源网荷各侧新型储能应用场景



资料来源：新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）（电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国核电力规划设计研究院、国网经济技术研究院、国网能源研究院、中国电力企业联合会）

2023 年 1 月 6 日，国家能源局组织有关单位编制了《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》，并向社会公开征求意见——结合“双碳”目标“两步走”安排，《蓝皮书（征求意见稿）》提出新型电力系统构建以 2030 年、2045 年、2060 年为重要时间节点，分别实现加速转型、总体形成、巩固完善。其中，要求储能侧加速实现多场景多技术路线规模化发展，并提升不同时间尺度下对电力系统的支撑能力，对系统的平衡调节能力逐步从日

内，向日以上、乃至全周期扩张。“双碳”目标的实现、新型电力系统的构建，都要求储能建设结合不同场景、不同时间尺度，加速商业化发展。

表 1：新型电力系统建设“三步走”发展路径中的储能发展

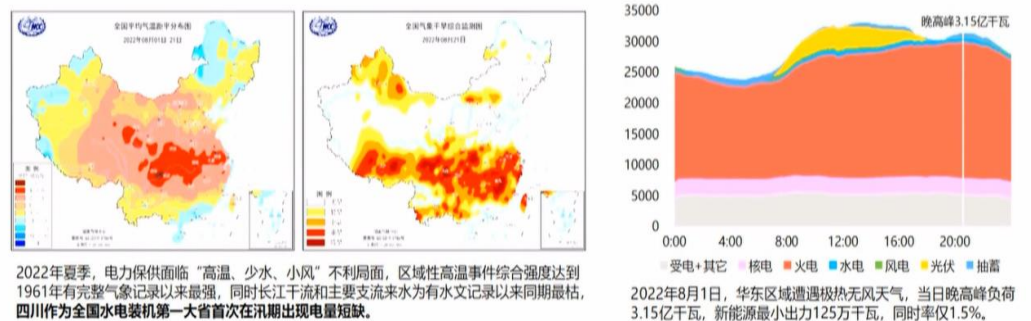
| 时间节点 | 当前~2030 年 | 2030 年~2045 年 | 2045 年~2060 年 |
|--------|---|--|--|
| 阶段 | 加速转型期 | 总体形成期 | 巩固完善期 |
| 储能发展要点 | 储能多应用场景多技术路线规模化发展，重点满足系统日内平衡调节需求 | 规模化长时储能技术取得重大突破，满足日以上平衡调节需求 | 储电、储热、储气、储氢等覆盖全周期的多类型储能协同运行，电力系统实现动态平衡，能源系统运行灵活性大幅提升 |
| 储能发展内容 | 作为提升系统调节能力资料来源：中信证券研究部的重要举措，抽水蓄能结合系统实际需求科学布局，2030 年抽水蓄能装机规模达到 1.2 亿千瓦以上。以压缩空气储能、电化学储能、热储能等日内调节为主的多种新型储能技术路线并存，重点依托系统友好型“新能源+储能”电站、基地化新能源配建储能、电网侧独立储能、用户侧储能削峰填谷等模式，在源、网、荷各侧开展规模化布局应用，满足系统日内调节需求。 | 新型储能技术路线多元化发展，满足系统电力供应保障和大规模新能源消纳需求，提高安全稳定运行水平。以机械储能、热储能、氢能等为代表的 10 小时以上长时储能技术攻关取得突破，实现日以上时间尺度的平衡调节，推动局部电网形态向动态平衡过渡。 | 储电、储热、储气和储氢等多种类储能设施有机结合，重点发展基于液氢和液氨的化学储能、压缩空气储能等长时储能技术路线，在不同时间和空间尺度上满足未来大规模可再生能源调节和存储需求，保障电力系统中高比例新能源的稳定运行，解决新能源季节出力不均衡情况下系统长时间尺度平衡调节问题，支撑电力系统实现跨季节的动态平衡，能源系统运行的灵活性和效率大幅提升 |

资料来源：新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）（电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国核电力规划设计研究院、国网经济技术研究院、国网能源研究院、中国电力企业联合会），中信证券研究部

2023 年风光装机均有望提速，电力系统运行压力渐升

多重因素叠加下，2022 年我国部分地区电力供应出现紧张形势，保障电力供应安全仍面临挑战。长期来看，我国电力需求仍维持稳步增长趋势，尖峰负荷特征日益凸显；而相应的在供给侧，新能源装机比重持续增加，但还未能形成电力供应的可靠替代，电力供应安全形势严峻。未来，伴随新能源装机比例的不不断提升，电力系统从“源网荷储”一体化管理角度入手维护电力能源安全，储能的作用不断提升，配套应用亦有望增加。

图 4：2022 年我国电力可靠供应难题凸显

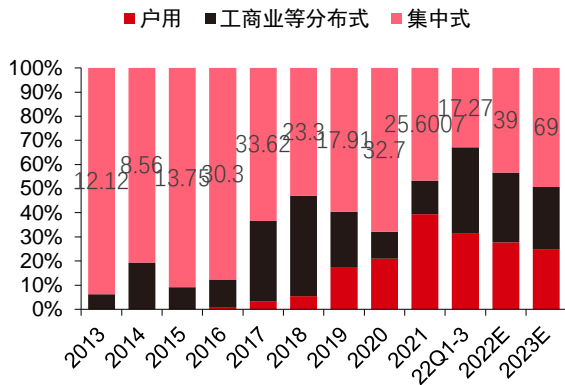


资料来源：新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）（电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国核电力规划设计研究院、国网经济技术研究院、国网能源研究院、中国电力企业联合会）

2022 年受疫情因素、光伏硅料价格等因素影响导致风、光装机较预期有所延后，但同时根据我们不完全统计，若不考虑框架招标，2022 年国内风机公开市场招标量达 88GW 左右（+~60% YoY），其中陆风招标量近约 72GW（+~40% YoY），海风招标量超 15GW（+~360% YoY）；2022 年 1-11 月上旬，国内光伏组件招标规模达 120GW 左右，较 2021 年全年招标量增长近 3 倍，为 2023 年装机快速增长进一步奠定充足的项目基础。

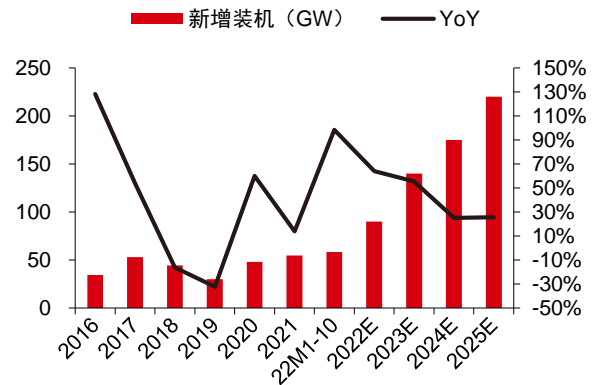
光伏：硅料供应短缺问题将逐步缓解，2023 年有效产能或达约 150 万吨，可满足约 450GW 光伏装机需求，在装机需求负反馈机制下，硅料价格中枢总体有望温和下降。而尽管高纯石英砂供应持续趋紧，但供需缺口非刚性，大概率也不会成为限制 2023 年装机增长的硬性瓶颈。受供应链成本下降、项目收益率提升、技术进步和支持政策加码的共同刺激，预计 2023 年全球光伏装机量有望继续高增至 350GW 左右（国内约 140GW），同比增速约 40%，且地面电站需求有望明显复苏，装机占比或将回升。

图 5：中国光伏装机结构及预测



资料来源：国家能源局，中信证券研究部预测

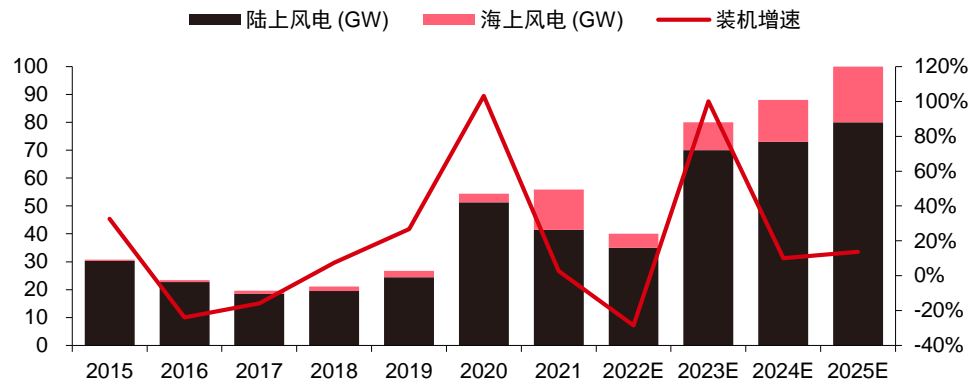
图 6：中国光伏新增装机规模及预测



资料来源：国家能源局，中信证券研究部预测

风电：受疫情等因素影响，2022 年部分风电项目装机将延后至 2023 年。2022 年 1-11 月，国内风电新增并网量达 22.52GW（-6.8% YoY），预计全年新增并网规模达 40GW 左右，同比或有所回落。这主要是由于疫情影响设备生产交付和项目现场吊装节奏，同时叠加机型方案升级换代，以及部分项目场址审批周期拉长影响。我们预计有 10GW 左右陆上风电项目装机将由于外部因素由 2022 年延至 2023 年，短期装机需求低于预期或为 2023 年需求复苏进一步夯实基础。随着疫情影响逐步缓解，风电经济性大幅提升，以及 2022 年部分延迟项目结转，2023 年国内风电装机有望显著复苏，预计总装机量将达 80GW 左右，其中海上风电装机有望实现翻倍增长至 10GW 以上，且 2023-25 年海风装机仍有望维持约 40% 的较高 CAGR。

图 7：国内风电新增吊装规模及预测



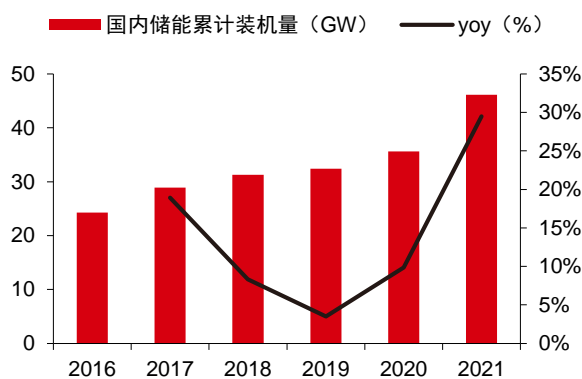
资料来源：CWEA, GWEC, 中信证券研究部预测

在当前时点，从新能源并网配储、到对应电力系统扩大调峰调频压力，直接对储能需求产生核心驱动；预期 2023 年国内新能源装机增长提速，对储能需求扩张将有望带来放大效应，直接推动国内泛储能需求（抽水蓄能、新型储能及灵活性火电资源）规划、招采与建设提速。

国内储能快速发展，2022 年规划与建设规模持续扩张

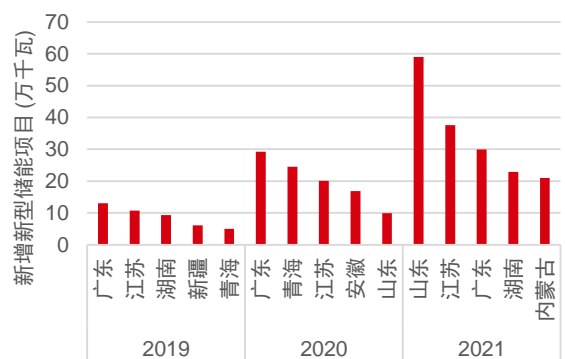
新能源消纳产生直接储电需求，并强化调峰调频要求。随着电力系统脱碳进程加速，风电、光伏等高不确定性可再生能源装机及占比将不断提升，但其出力的不稳定使得电力系统在调峰调频等方面面临重大挑战。2021 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局印发《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》，从国家层面确认储能在新能源领域的重要地位。

图 8：2017-2021 年国内储能累计装机容量变化



资料来源：CNESA, 中信证券研究部

图 9：2019-2021 年国内新型储能市场前五省区装机情况



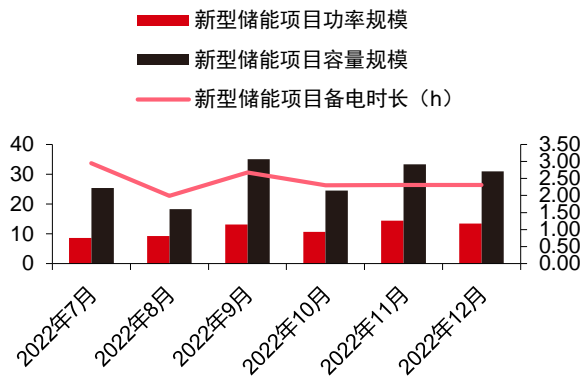
资料来源：CNESA, 中信证券研究部

根据 CNESA 数据显示，截至 2021 年，国内电力储能项目累计装机规模达 46.1GW（同比增长 29.5%）；其中，抽水蓄能 39.8GW（占比 86.3%），自 2017 年储能分项数据统计以来其功率占比从最高的 99.0%持续下降；电化学储能 5.6GW（占比 12.1%），持续实现超越行业的增长。截至 2022 年前三季度，国内电力储能项目累计装机进一步提升至 50.3GW（同比增长 36.0%），抽水蓄能、电化学储能累计装机规模分别达到 43.1/6.6GW，分别占比 85.6%/13.2%。

结合 2022 年下半年逐月电力储能项目数据变动，我们可以发现：

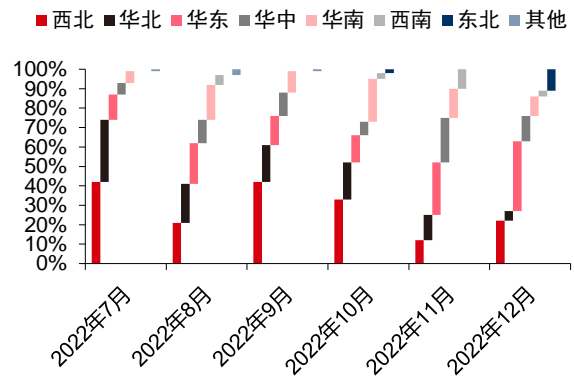
其一，国内电力储能项目储备快速提升，为行业未来增长奠定了基础。2022 年 7-12 月，国内电力储能项目累计新增数量超 1000 项（含规划、建设和运行），累计新增总功率规模近 300GW；其中，新型项目功率规模约 70GW，容量规模 168GWh，平均备电时长约 2.4h。

图 10：国内电力新型储能项目（含规划、建设和运行）（GW/GWh）



资料来源：CNESA，中信证券研究部 注：为当月新增数据

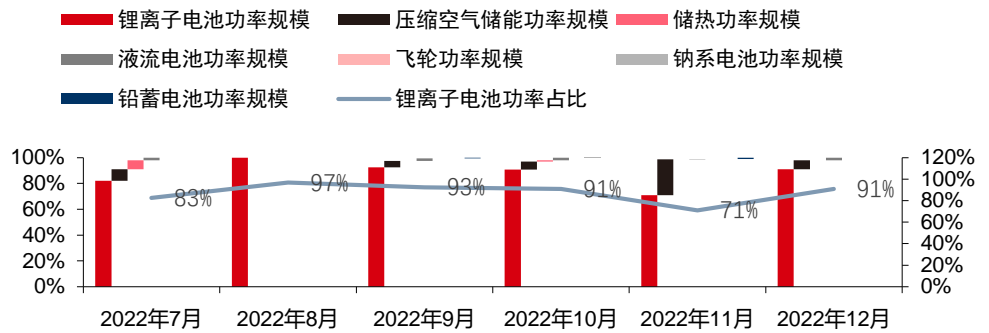
图 11：国内不同区域电力新型储能项目功率规模占比（%）



资料来源：CNESA，中信证券研究部 注：为当月新增数据

其二，锂离子电池为主，长时储能技术加速发展。从技术路线层面来看，2022 年下半年新增新型储能项目中锂离子电池为主，功率规模占比约 87%，平均备电时长 2.16h。此外，长时储能技术的项目规模开始逐步呈现“稳定释放，多技术并行”的特点：7-12 月跟踪到的长时储能项目中，压缩空气、储热、液流电池项目（含规划、建设和运行）功率规模分别为 7.0/0.7/0.9GW。

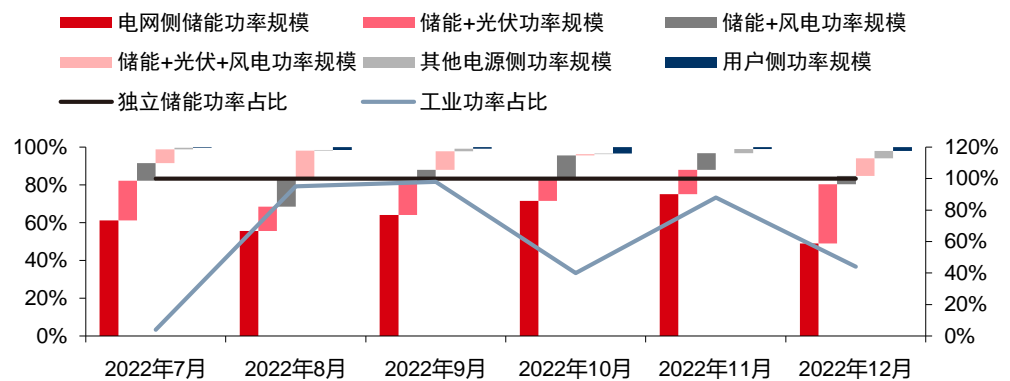
图 12：国内电力新型储能不同技术类型功率规模（GW）及占比（%）



资料来源：CNESA，中信证券研究部 注：为当月新增数据

其三，电网侧独立储能与电源配储为主，用户侧工商业占比逐渐提升。从应用场景来看，新型储能项目主要集中于电网侧（100%为独立储能）与电源侧配储（95%为新能源配储）。用户侧储能项目功率规模占比仍较低，但其中工业项目占比逐步稳定在 50%以上。

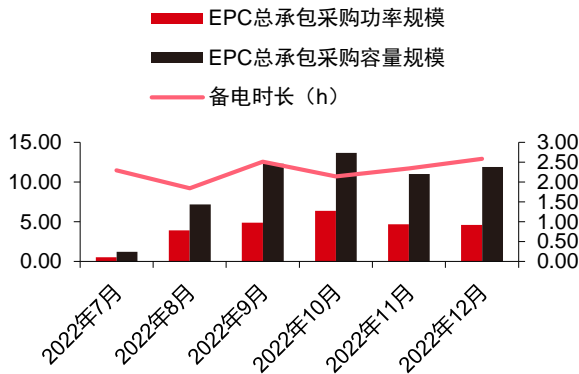
图 13：国内电力新型储能项目不同场景应用功率规模（GW）及占比（%）



资料来源：CNESA，中信证券研究部 注：为当月新增数据

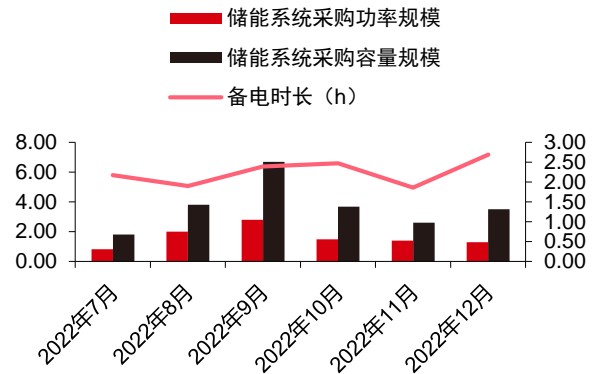
其四，备电时长持续提升。从新型储能项目的招标数据来看，EPC 总承包与储能系统的备电时长均呈现震荡上行趋势；2022 年 12 月，EPC 总承包项目平均备电时长为 2.59h，储能系统项目平均备电时长为 2.69h。

图 14: 国内当月新增招标——EPC 总承包采购规模 (GW/GWh)



资料来源: CNESA, 中信证券研究部

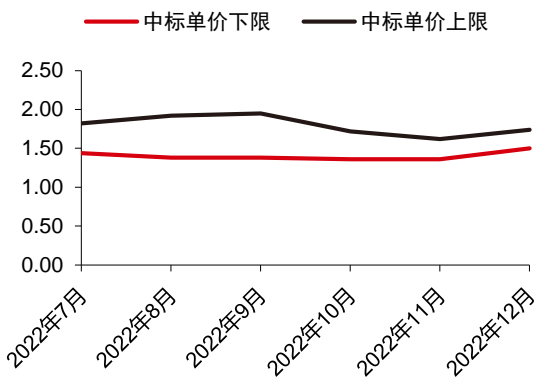
图 15: 国内当月新增招标——储能系统采购规模 (GW/GWh)



资料来源: CNESA, 中信证券研究部

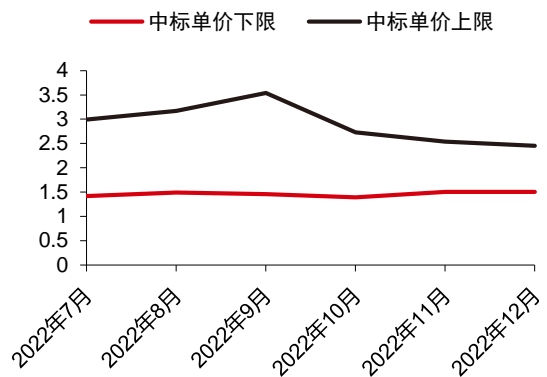
其五, 中标价格整体平稳。2022 年下半年, 储能系统中标单价区间为 1.36~1.95 元/Wh, EPC 总承包中标单价区间为 1.39~3.54 元/Wh; 12 月备电时长 2h 的储能系统及 EPC 总承包中标价格均价有小幅翘尾。

图 16: 国内当月储能系统中标价格区间 (元/Wh)



资料来源: CNESA, 中信证券研究部

图 17: 国内当月 EPC 总承包中标价格区间 (元/Wh)



资料来源: CNESA, 中信证券研究部

国内政策立足新能源配储与电价改革, 加速储能商业化发展

国内储能政策密集出台, 发电侧配储要求明确, 电价政策利好商业模式。各地政府对“双碳”目标响应积极, 在推动风电、光伏发展的同时, 配套储能规划也陆续出台。2021 年 7 月国家发改委发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》, 明确到 2025 年国内储能装机规模达到 30GW 以上。此后, 国家能源局等多部委印发多条储能相关新能源政策, 明确储能市场、配置比例, 确定“十四五”期间新型储能发展实施方案。我国储能市场日趋完善, 集中式电站配储已成定势, 未来分布式电站有望相应配储。随着“十四五”风光装机容量的扩大, 预计各地的储能保障政策会进一步扩容, 推动储能规模的扩张和行业发展。

表 2：国内储能发展支持相关政策

| 文件名称 | 出台时间 | 部门 | 主要内容 |
|-------------------------------------|------------|-------------|--|
| 关于加快推动新型储能发展的指导意见 | 2021/7/15 | 国家发改委、国家能源局 | 强化规划引导，鼓励储能多元发展；推动技术进步，壮大储能产业体系 |
| 关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知 | 2021/7/29 | 国家发改委、国家能源局 | 明确配置储能的比例及市场，形成更灵活的配置模式；奠定“十四五”时期源侧储能发展规模 |
| 新型储能项目管理规范（暂行） | 2021/9/24 | 国家能源局 | 全生命周期管理；安全第一，明确权责；无歧视并网、科学调用 |
| 电力安全生产“十四五”行动计划 | 2021/12/8 | 国家能源局 | 推动各类储能安全发展，加强新能源和储能电站发电并网安全管理，开展新型储能技术为支撑的局部电网启动专项研究 |
| 锂离子电池行业规范公告管理暂行办法 | 2021/12/20 | 工业和信息化部 | 全国共有 17 省市 26 所高校设置了“储能科学与工程”专业，培养储能专业人才，推动“产教融合”，推动高校与企业合作，实现储能关键技术公关与成果转化 |
| 电化学储能电站并网调度协议示范文本（试行） | 2021/12/28 | 国家能源局 | 明确约束条款和考核标准，为并网双方提供更为标准化的执行细则。 |
| 2022 年能源监管工作要点 | 2021/1/12 | 国家能源局 | 进一步完善辅助服务市场机制；建立用户参与的辅助服务分担共享机制；推进区域辅助服务市场建设 |
| 2022 年能源行业标准计划立项指南 | 2022/1/14 | 国家能源局 | 明确本年新型储能标准立项工作的重点方向，将电化学储能纳入公共安全标准，归属于重点支持领域 |
| 加快建设全国统一电力市场体系的指导意见 | 2022/1/28 | 国家发改委、国家能源局 | 持续推动电力中长期市场建设；积极稳妥推进电力现货市场建设；持续完善电力辅助市场 |
| “十四五”新型储能发展实施方案 | 2022/1/29 | 国家发改委、国家能源局 | 电化学储能技术性能进一步提升，系统成本降低 30%以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破 |
| 2022 年能源工作指导意见 | 2022/3/17 | 国家能源局 | 跟踪评估首批科技创新（储能）试点示范项目，研究建立大型风电光伏基地配套储能建设运行机制 |
| 关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知 | 2022/5/24 | 国家发改委、国家能源局 | 新型储能可作为独立储能参与电力市场；鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场；加快推动独立储能参与电力市场配合电网调峰；充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务；优化储能调度运行机制；进一步支持用户侧储能发展；建立电网侧储能价格机制 |
| 电力现货市场基本规则（征求意见稿）、电力现货市场监管办法（征求意见稿） | 2022/11/25 | 国家能源局 | 做好调频、备用等辅助服务市场与现货市场的衔接，加强现货市场与调峰辅助服务市场融合，推动与辅助服务联合出清，加快辅助服务费用向用户侧合理疏导；推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易 |
| 新型储能主体注册规范指引（试行） | 2022/12/13 | 北京电力交易中心 | 独立储能主体应签订并网调度协议，接入调度自动化系统可被电网监控和调度，具备电力、电量数据分时计量与传输条件，数据准确性与可靠性满足要求；新型储能主体参与电能量市场、辅助服务市场、容量市场应满足最大充放电功率、最大调节容量及持续充放电时间的准入条件 |
| 新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿） | 2023/1/6 | 国家能源局 | 推动解决新能源发电随机性、波动性、季节不均衡性带来的系统平衡问题，多时间尺度储能技术规模化应用，系统形态逐步由“源网荷”三要素向“源网荷储”四要素转变；新能源坚持集中式开发与分布式开发并举，通过配置储能、提升功率预测水平、智能化调度等手段有效提升可靠替代能力，推动新能源成为发电量增量主体；储能多应用场景多技术路线规模化发展 |

资料来源：国家发改委、国家能源局、工信部等官网、北京电力交易中心官网，中信证券研究部

2022 年 11 月 25 日，国家能源局发布《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》、《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》，提出“推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易”，伴随电力现货交易、分时电价、容量电价的逐步落地，储能商业模式日渐清晰。

各地区逐步明确风光配储要求，推动发电侧储能发展。随着国家多部委的储能政策出台和持续细化，各地方政府也在积极响应和明确新增发电项目的强制性配储要求，配储比例在 5%-10%，配储时长为 2-4 小时。除少数省份为部分项目配储和鼓励性配储要求之外，90%以上的地区都提出强制性配储要求。现实需求和政策推动是未来几年国内储能装机的主要驱动因素。

表 3：各省区配储要求

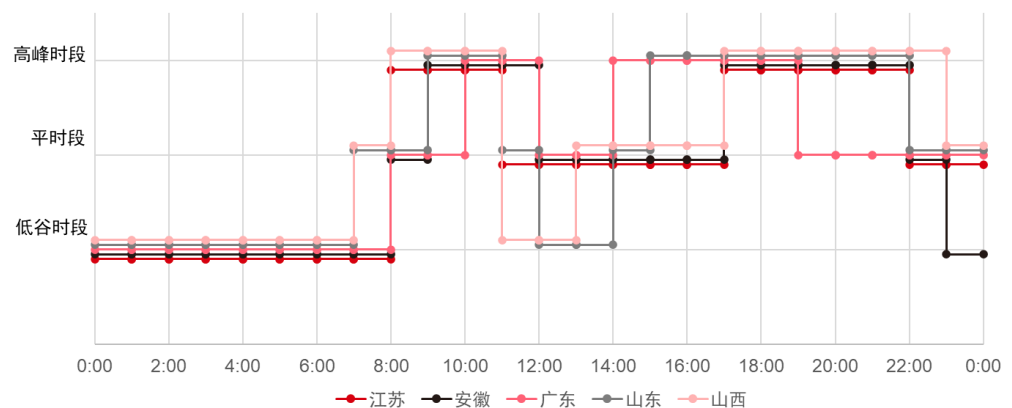
| 省级行政区 | 配置要求 | 省级行政区 | 配置要求 |
|-------|-----------|-------|-----------|
| 河北 | 10% | 安徽 | 10%，1h |
| 山西 | 5-20% | 福建 | 10% |
| 辽宁 | 10-15% | 江西 | 10%，1h |
| 吉林 | 部分项目 10% | 山东 | 10%，2h |
| 江苏 | 鼓励 | 河南 | 10%，2h |
| 浙江 | 鼓励 | 湖北 | 10% |
| 湖南 | 10-20%，2h | 青海 | 10%，2h |
| 海南 | 10% | 内蒙 | 15%，2-4h |
| 贵州 | 10% | 广西 | 5-10%，2h |
| 云南 | 鼓励 | 宁夏 | 10%，2h |
| 陕西 | 10-20%，2h | 天津 | 10-15% |
| 甘肃 | 5-20%，2h | 新疆 | 10-15%，2h |

资料来源：各地方政府官网，中信证券研究部

峰谷价差拉大，部分区域盈利模式趋于清晰

对于一般工商业用户而言，利用储能设备在电价较低时充电、在电价高时放电的峰谷电价套利是主要驱动力之一。伴随电力系统“双高”特性愈发明显，分时电价政策下峰谷价差持续拉大，为用户侧储能项目的经济性提升提供了重要支撑。

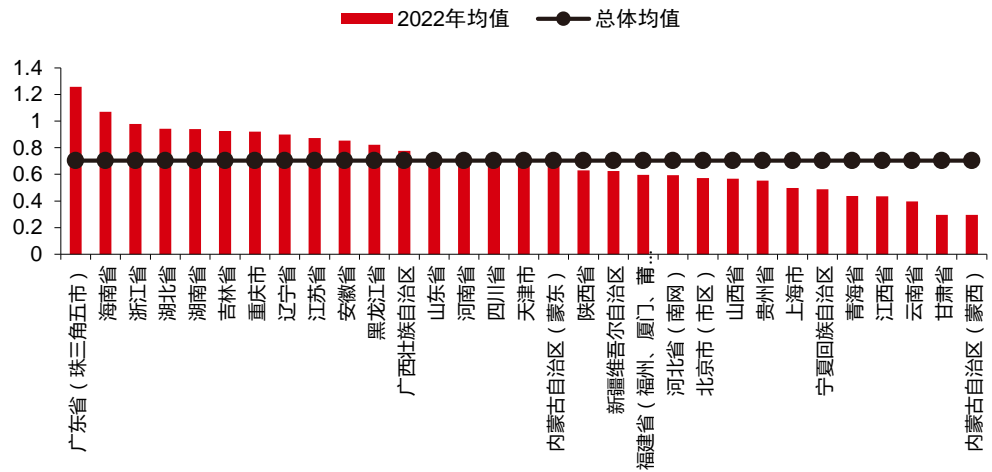
图 18：国内部分地区峰谷电价时段示意图



资料来源：北极星储能网，中信证券研究部

结合 CNEA 对各地 2022 年一般工商业 10kV 最大峰谷价差平均值的统计，国内 31 个典型省市的总体平均价差为 0.7 元/kWh，其中共有 16 个省市位于均值以上，最高的广东省（珠三角五市）峰谷价差平均值为 1.259 元/kWh。未来随着电力系统日内波动放大，峰谷电价差有望随着膨胀，用户侧储能回收期在电价差拉大、储能系统成本下降等因素作用下，有望持续缩短。

图 19：2022 年全国电网代购电平均最大峰谷价差情况（一般工商业 10kV）（元/kWh）

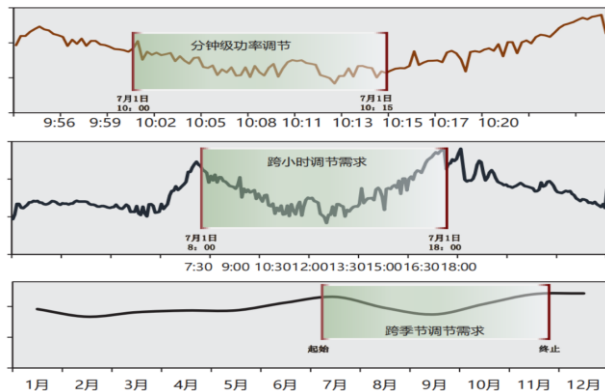


资料来源：各省电网代购电公告，CNESA，中信证券研究部

新能源消纳聚焦国内不同时间尺度与规模的需求差异

用户负荷、风力发电、光伏发电等不确定性使得电力系统为维持功率平衡存在较大困难，需要在分钟级、小时级、日级、季度级乃至年度级等多时间尺度上预先规划以保证电力系统灵活性。针对不同的功能，所需的储能系统持续时长存在显著差异——短持续时间储能一般侧重于保证电力系统在瞬时扰动下保持平衡等电网安全性问题，而长持续时间储能一般侧重于实现峰谷时期供需匹配等经济性问题。从技术维度来看，目前，锂电性价比与灵活度优势凸显，长时储能背靠政策与场景驱动。

图 20：不同时间尺度灵活性调节需求示意图



资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海、张健、孟之绪等）

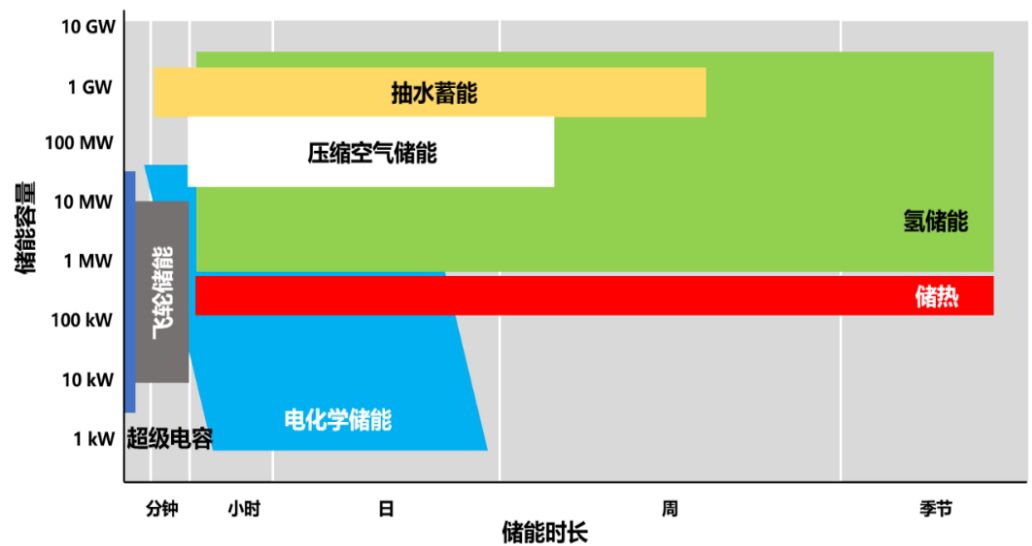
图 21：各应用模式及功能下的储能系统持续时长

| 应用模式 | 示范功能与目的 | 储能系统持续时长/min |
|-------------------|-----------------------|--------------|
| 提高大容量风电场或光伏电站接入能力 | 平滑风电场或光伏出力，抑制爬坡 | 15~40 |
| | 提升风电场或光伏电站跟踪日前调度计划能力 | 30~120 |
| | 调峰 | 30~240 |
| | 有功控制与无功补偿，减少系统旋转备用 | 0.5~15 |
| 提高输配电及用电侧供电可靠性 | 测试储能系统的运行性能特征 | 60~420 |
| | 输电线路容量阻塞，推迟线路走廊建设 | 30~240 |
| | 减小变电站内变压器峰值负荷与功率流的可变性 | 30~60 |
| | 用电侧峰谷调节，尝试峰谷套利 | 120~240 |
| 提升分布式发电或微电网的运行能力 | 负荷用电管理 | 30~120 |
| | 用电侧电能质量与动态稳定性 | 0.5~30 |
| | 提升高渗透分布式发电的运行稳定性 | 15~40 |
| | 提升微电网中功率控制和能量管理能力 | 15~40 |
| 辅助服务 | 提升分布式发电设备的有序并网 | 15~40 |
| | 调频 | 15 |
| | 调峰 | 80~6300 |
| | 快速旋转备用和电能质量 | 1~420 |
| | 黑启动电源 | 120 |

资料来源：《电力系统灵活性提升：技术路径、经济性与政策建议》（袁家海、张健、孟之绪等），中信证券研究部

而且，考虑到国内电力系统转型同时从“大基地+大电网”和“分散式电源+分布式智能电网”双线并行，两种模式下产生了当下不同的技术路线、解决方案偏好。前者重点在国内“十四五”期间约 450GW 风光大基地的基础上，配置灵活性资源；扣除前两批大基地中较多配置在原有大基地及特高压外输通道周围，剩余风光大基地结合目前已落地项目来看，主灵活性资源一般会结合当地资源条件选择灵活性火电或抽水蓄能电站，并补充一定的锂电储能电站及光热（熔盐储热）电站。后者考虑分布式系统对灵活布点、项目规模的需求差异，多以电化学储能电站为主。

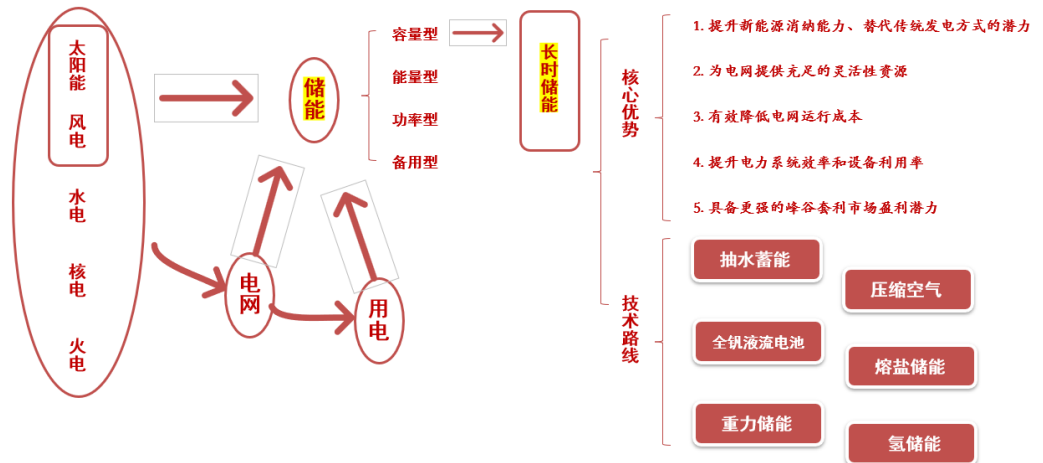
图 22：主要储能形式的储能容量和储能时长



资料来源：新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）（电力规划设计总院、水电水利规划设计总院、国核电力规划设计研究院、国网经济技术研究院、国网能源研究院、中国电力企业联合会）

新能源渗透率快速提升，叠加其出力的不稳定性，推升储能市场需求，电力系统的储能应用存在多种时间尺度需求，长时储能（一般指 4h 以上）成为储能发展的重要方向，在电力系统中具备多种优势——长时储能具备提升新能源消纳能力、替代传统发电方式的潜力，可以为电网提供充足的灵活性资源，可有效降低电网运行成本，具备更强的峰谷套利和市场盈利潜力。

图 23：长时储能技术路线一览



资料来源：中信证券研究部

“十四五”期间，我国长时储能市场的发展有望保持“多路线并举、能源规划托底、优势场景催化”的发展特点，其中优势场景领域目前看以配套风光大基地调峰和区域电网调峰为主。从政策规划带动与应用场景增长两个维度来看，我们主要看好四种主要技术在 2023-2025 年实现加速发展：（1）抽水蓄能：国家能源局已发布中长期发展规划，2025 年/2030 年装机规模预计达到 62/120GW；（2）压缩空气：发展规划持续储备，近期大型示范项目批量落地，预计“十四五”期间装机规模有望达到 10GW 级别；（3）熔盐储能：逐步成为西北区域风光大基地调峰资源的有利补充，商业模式率先清晰；（4）全钒液流电池：系统成本快速下降，储备招标不断释放。

综合以上对应用场景、技术路线的判断，结合 2023 年国内风电、光伏新增装机预期和广义配储功率比例提升假设，我们预计国内 2023 年储能装机规模有望达到 23GW（同比增长约 80%）；其中，新型储能装机规模有望达到约 13GW，预计平均备电时长约 2.5h，总装机容量规模超 30GWh。

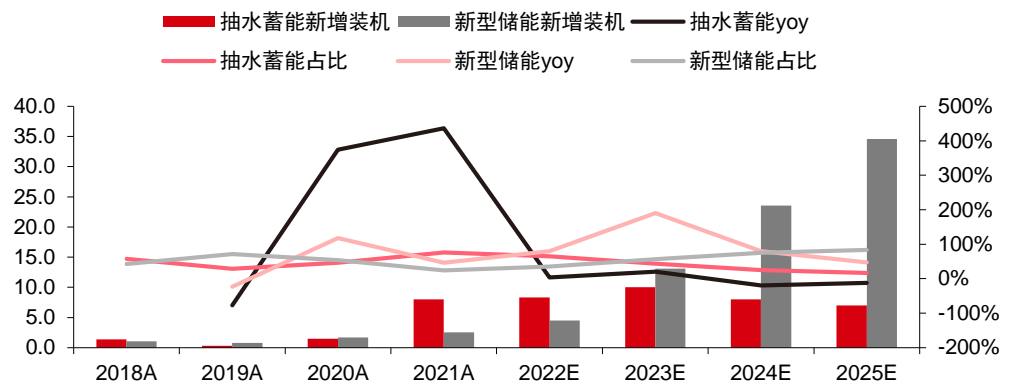
表 4：国内电力储能装机预测（GW）

| | 2018A | 2019A | 2020A | 2021A | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|-------|
| 光伏新增装机 | 44.38 | 30.11 | 48.2 | 54.88 | 90 | 140 | 175 | 220 |
| 光伏装机 yoy | -16.4% | -32.2% | 60.1% | 13.9% | 64.0% | 55.6% | 25.0% | 25.7% |
| 其中， | | | | | | | | |
| 集中式装机 | 23.30 | 17.91 | 32.70 | 25.60 | 39 | 69 | 87.5 | 110 |
| 集中式占比 | 52.5% | 59.5% | 67.8% | 46.6% | 43.3% | 49.3% | 50% | 50% |
| 分布式装机 | 20.69 | 12.20 | 15.50 | 29.28 | 51 | 71 | 87.5 | 110 |
| 分布式占比 | 46.6% | 40.5% | 32.2% | 53.4% | 56.7% | 50.7% | 50% | 50% |
| 风电新增吊装 | 21.14 | 26.79 | 54.43 | 55.92 | 38 | 80 | 88 | 100 |
| 风电吊装 yoy | 7.5% | 26.7% | 103.2% | 2.7% | -32.0% | 110.5% | 10.0% | 13.6% |
| 其中， | | | | | | | | |
| 海上风电吊装 | 19.54 | 24.39 | 51.33 | 41.44 | 33 | 70 | 73 | 80 |
| 陆上风电吊装 | 1.6 | 2.4 | 3.1 | 14.48 | 5 | 10 | 15 | 20 |
| 储能新增装机 | 2 | 1 | 3 | 11 | 13 | 23 | 32 | 42 |
| 储能装机 yoy | | -54.2% | 190.9% | 228.1% | 22.0% | 80.4% | 36.6% | 31.8% |

| | 2018A | 2019A | 2020A | 2021A | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 电力配储功率比例 | 3.7% | 1.9% | 3.1% | 9.5% | 10.0% | 11% | 12% | 13% |
| 其中， | | | | | | | | |
| 抽水蓄能新增装机 | 1.4 | 0.3 | 1.5 | 8.0 | 8.3 | 10 | 8 | 7 |
| 抽水蓄能 yoy | | -77% | 374% | 436% | 4% | 20% | -20% | -13% |
| 抽水蓄能占比 | 57% | 29% | 47% | 76% | 65% | 43% | 25% | 17% |
| 新型储能新增装机 | 1.0 | 0.8 | 1.7 | 2.5 | 4.5 | 13 | 24 | 35 |
| 新型储能 yoy | | -23% | 118% | 47% | 80% | 191% | 80% | 47% |
| 新型储能占比 | 43% | 71% | 53% | 24% | 35% | 57% | 75% | 83% |

资料来源：国家能源局，CWEA，CNESA，中信证券研究部预测

图 24：国内储能装机规模预测（GW）



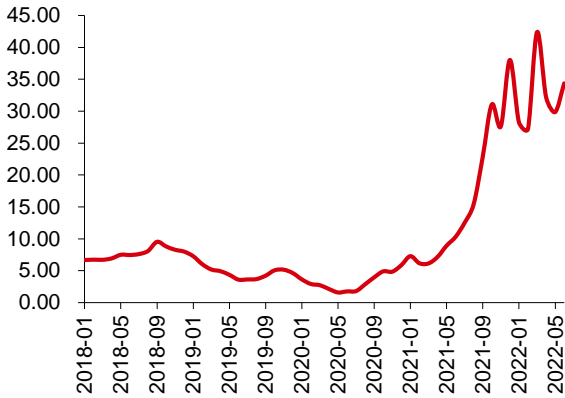
资料来源：CNESA，中信证券研究部预测

海外储能：欧洲户储渗透率提升，美国大储放量在即

欧洲高电价加速户储装机，渗透仍有较大提升空间

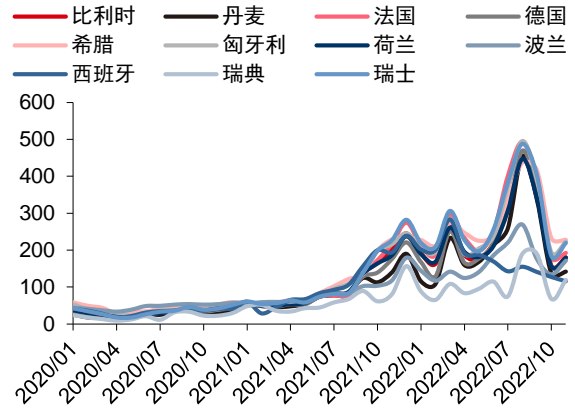
俄乌冲突加剧能源紧张局势，高电价驱动海外户用装机热情。近两年来，受海外经济复苏和可再生能源供应乏力等因素影响，天然气价格已走出一波上涨趋势。进入 2022 年，俄乌冲突所引发的天然气断供，进一步推升欧洲天然气价格，进而使得欧洲电价进一步飙升，成为欧洲户储装机高增的催化剂之一。考虑到未来一年欧洲天然气供给情况，未来一年欧洲天然气价格中枢较难回落至 2021 年前水平。欧盟委员会 2022 年 5 月 18 日通过 REPowerEU 议案，2030 年可再生能源目标由之前的 40% 提高到 45%，同时，光伏装机目标再次提高，2025 年欧盟累计光伏装机规模要超过 320GW，相比 2021 年底装机量实现翻倍，2030 年底年累计装机规模目标约 600GW，是目前装机量的两倍之多。

图 25：欧洲天然气价格走势（美元/百万英热）



资料来源：Wind，中信证券研究部

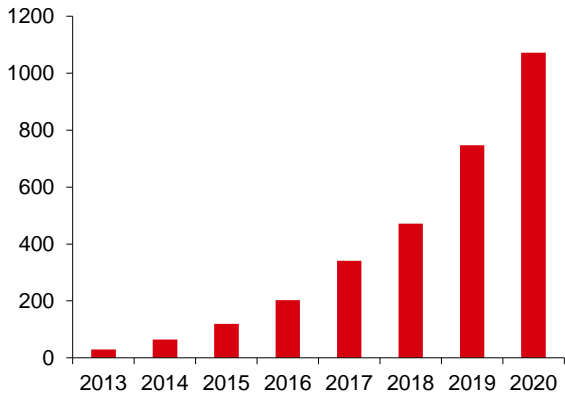
图 26：欧洲主要国家电力价格走势



资料来源：Statista，中信证券研究部

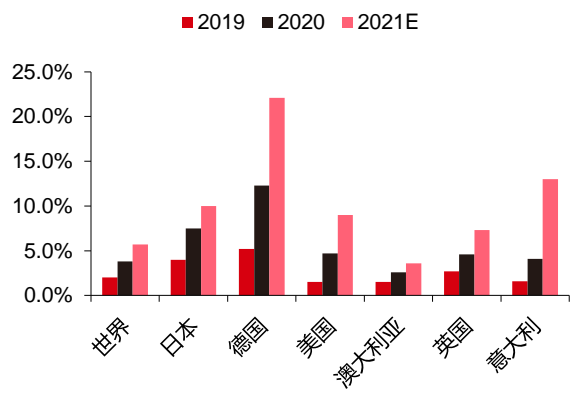
2021 年全球光伏配储渗透率不足 6%，欧洲渗透率增速最快，但仍有大幅提升空间。根据 IHS 和 IEA 统计数据计算，全球累计光伏配储比例逐年上升；经我们测算全球户用光伏配储渗透率到 2021 年已经达到了 5.7%，仍然较低。分区域来看，目前仅有意大利和德国等欧洲地区渗透率达到了 10%以上，其中德国的渗透率超过了 20%。不过从全球范围内可以看出，包括美国、澳洲等在内的多个国家，其光伏配储渗透率仍不足 10%，全球户储渗透率仍有很大的提升空间。

图 27：欧洲储能或户储装机量（MWh）



资料来源：Solar Power Europe，中信证券研究部

图 28：全球主要国家光伏配储渗透率（%）



资料来源：his（含测算），IEA，中信证券研究部

欧洲通过暴利税补贴模式提升用户用电稳定性，并进一步推动光储系统装机诉求。

表 5：欧洲各国层面主要通过暴利税补贴给用户

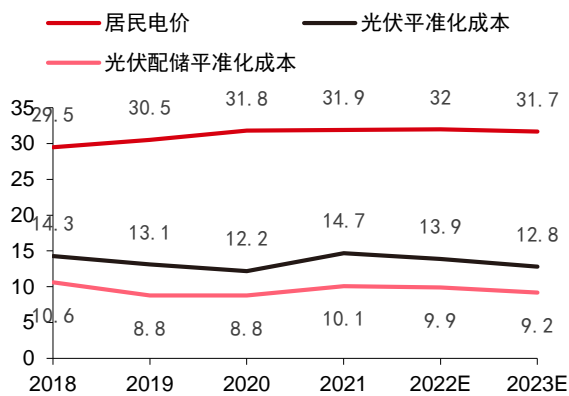
| 国家 | 税率 | 税收范围 | 征税基础 | 当前 |
|-----|------------------------|----------------------|--|---------|
| 德国 | 33%(能源公司) 90%(发电企业) | 能源公司、发电企业 | 对传统化石能源公司征收高达 33%的暴利税，对发电企业的超额收入征收 90%的暴利税，用于补贴给消费者。 | 表明意向 |
| 比利时 | 38% | 核电站 | 核电站的超额利润 | 宣布/表明意向 |
| 法国 | 25% | 营业额超过 7.5 亿欧元的大公司 | 如果利润比他们在 2017-2021 年期间平均利润高出至少 20%，则将税率从 30%增加到 35%。 | 宣布/表明意向 |
| 英国 | 25% | 在英国和英国大陆架运营的石油和天然气公司 | 对已经征收了 40%石油和天然气税的超额利润再次征税，有效税率为 65%。但是，新的立法还引入了一项投 | 已实施 |

| 国家 | 税率 | 税收范围 | 征税基础 | 当前 |
|-----|--------------------------|---|--|--------------------------|
| | | | 资津贴，纳税人在将利润再投资于英国石油和天然气部门时，可以获得高达 91.25 便士的补贴。 | |
| 西班牙 | 1.2% (能源公司) 4.8% (银行) | 能源公司 (天然气、石油和电力) 和银行 | 国内电力公司的销售收入 (2019 年年营业额超过 10 亿欧元的公司)。如果 2019 年银行的净收入超过 8 亿，则为银行的净利息收入和净费用。 | 已实施 |
| 意大利 | 25% | 电力、甲烷气、天然气、石油产品的进口、生产开采、分销和销售。不适用于组织和管理电力、天然气、环境证书和燃料交换平台的公司。 | 2021 年 10 月 1 日至 2022 年 4 月 30 日期间增加值与 2020 年 10 月 1 日至 2021 年 4 月 30 日期间增加值之间的差额 (增量增加值)。该税不能从所得税中扣除。 | 已实施 |
| 希腊 | 90% | 某些能源生产商 | 纳税期给定月份产生的利润与上一年度相应月份的利润之间的差额 (按月计算)。 | 已实施 |
| 波兰 | 50% | 所有员工超过 250 人的公司。 | 利润率超过 2018 年、2019 年、2020 年平均利润；银行将根据高于 3 年平均水平的 ROA 支付征费。 | 提议 (该法案可能会在接下来的几周内由议会通过) |

资料来源：各国政府官网，中信证券研究部

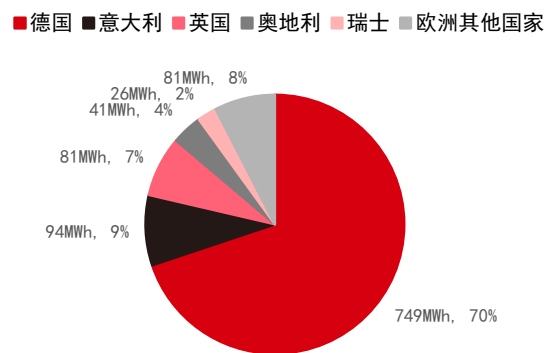
欧洲高电价模式下，户用光储经济性提升。用户侧，从现实需求来看，储能可帮助用户“削峰填谷”，节省用电成本，有利于电力系统均衡供应电力，降低生产成本，并避免部分发电机组频繁启停造成的巨大损耗等问题，从而保证电力系统的安全与稳定。除此之外，储能系统还可以帮助用户降低停电风险、提高电能质量、降低容量电费、参与需求侧响应等，发挥多重价值。极端天气和老旧的电力设施造成海外电力系统在根本上无法确保“可靠性”，启动相关电网基建计划仍需时间，因此户用光储在经济性上的考量逐渐减弱，但是未来经济性仍有看点。

图 29：德国居民电价、光伏及光伏配储平准化成本对比 (欧元/kWh)



资料来源：Solar Power Europe (含预测)，中信证券研究部

图 30：2021 年德国占欧洲储能市场 70% (MWh)



资料来源：Woodmac，中信证券研究部

户用光伏承担发电功能，但发电与用电高峰不匹配问题显著，储能系统是家庭实现电力“自消费”的关键。从欧洲政策趋势来看，对户储推动作用的政策主要是“净计费”政策、投资补贴或税收减免。德国、英国等为代表的“净计费”政策导致的用户用电和上网电价之间差异持续拉大，对投资光储一体化迫切性明显提升。

表 6：欧洲主要户储市场的并网定价方式（2020 年）

| | 德国 | 意大利 | 英国 | 奥地利 |
|--------------------|-----------------|-------|--------|-------|
| 2020 年户用储能新增装机/MWh | 2077 | 272 | 272 | 161 |
| 2020 年户用储能累计装机/MWh | 8375 | 4141 | 2402 | 927 |
| 户用光伏配储渗透率 | 20% | 5% | 9% | 15% |
| 并网定价方式 | FiT,2021 年起逐渐取消 | 净计费 | 市场上网电价 | FiT |
| 用户用电电价(欧元/kWh) | 0.303 | 0.219 | 0.22 | 0.214 |
| 上网电价(欧元/kWh) | 0.091 | 0.21 | 0.06 | 0.077 |

资料来源：EuroStat, Renewables Now, 中信证券研究部

为了测算欧洲户用光伏+储能项目的经济性，我们做出以下几项核心假设：1) 假设居民日均用电 20KWh，居民电价为 0.327 欧元/KWh，欧洲主流 FIT 上网电价为 0.037 欧元/KWh；2) 假设户用光伏(3KW)造价 2000 欧元，光伏日均利用 5 小时，发电自用率 21%；3) 假设户用储能功率为 10KWh 造价为 4000 欧元，使用年限为 10 年，安装储能设备后居民发电自用率为 80%。

表 7：欧洲户用光伏+储能数据假设

| 项目 | 值 |
|-------------------|-------|
| 居民电价（欧元/KWh） | 0.327 |
| 上网电价（欧元/KWh） | 0.037 |
| 光伏系统造价（3KW）（欧元） | 2000 |
| 储能系统（10KWh）造价（欧元） | 4000 |
| 日均用电（KWh） | 20 |
| 光伏日均利用小时 | 5 |
| 光伏系统每年线性衰减 | 0.5% |
| 储能系统每年线性衰减 | 3% |
| 光伏系统使用年限 | 25 |
| 储能系统使用年限 | 10 |

资料来源：EuroStat, Renewables Now, 中信证券研究部预测

“光伏+储能”模式在欧洲具备良好经济性。按照无光伏、光伏无储能及光伏+储能三种情况，最终测算结果如下：1) 居民未配备光伏、储能设备，所有用电均按照标准电费缴纳，年均电费支出 2387.1 欧元，10 年期电费支出约 23871 欧元；2) 居民配备光伏但无储能，支出包括光伏系统和电费支出，使用自发电比例为 21%，10 年期节省电费 7649.4 欧元；3) 居民配备光伏+储能，支出部分有电费支出和购买光伏、储能设备支出，储能系统增加自发电量比例至 80%，10 年期节省电费 21522.8 欧元。很显然，在欧洲高电价情况下，居民选择光伏+储能，能提升自用电比例，能明显节省电费，具备良好的经济性。

表 8：欧洲户用光伏、储能经济性测算

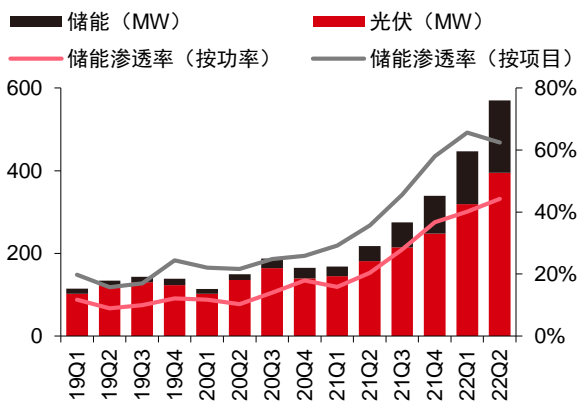
| 项目 | 场景一 | 场景二 | 场景三 |
|--------------------|-------|---------|---------|
| | 无光储系统 | 有光伏、无储能 | 有光伏、有储能 |
| 用电量（KWh，10 年期） | 73000 | 73000 | 73000 |
| 光伏自用率 | - | 21% | 80% |
| 光伏发电自用量（KWh，10 年期） | - | 12118.2 | 46164.5 |
| 光伏发电上网量（KWh，10 年期） | - | 45587.5 | 11541.1 |
| 电费支出（欧元，10 年期） | 23871 | 17908.4 | 2775.2 |

| | | | |
|--------------------|---|--------|---------|
| 上网收益（欧元，10 年期） | - | 1686.7 | 427.0 |
| 比场景一节省电费（欧元，10 年期） | | 7649.4 | 21522.8 |

资料来源：EMBER，中信证券研究部测算

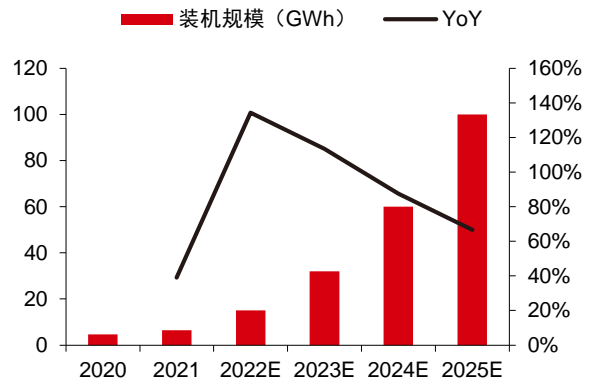
电价攀升+能源危机，推动欧洲户储项目经济性和配置意愿持续高涨。欧洲电价在近年来天然气价格大幅上涨情况下持续攀升，推动户用光伏+储能项目经济性显著增强。据 BNEF 统计，2021 年欧洲户储项目新增规模达 1.04GW/2.05GWh（+56%/+73% YoY）。而 2022 年俄乌冲突进一步推升欧洲能源成本行至高位，且能源危机背景下欧洲居民配套光储系统积极性空前高涨，储能渗透率快速提升，为未来几年户储行业奠定高景气基调。在以欧洲为主要户储市场的高增长支撑下，GGII 预计全球户储市场容量将由 2021 年的 6.4GWh 大幅增至 2025 年的 100GWh。

图 31：意大利光储项目装机及储能渗透率



资料来源：BNEF，中信证券研究部

图 32：全球户用储能项目装机规模及预测

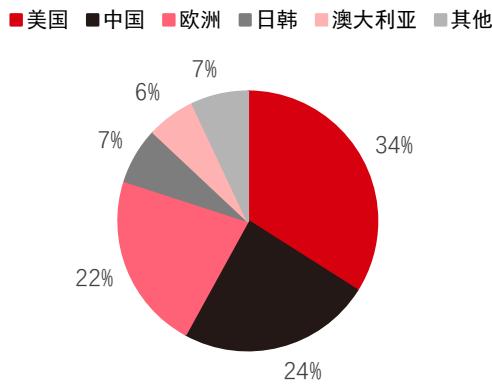


资料来源：GGII（含预测），中信证券研究部

高电价与 IRA 政策凸显经济性，美国储能持续高景气

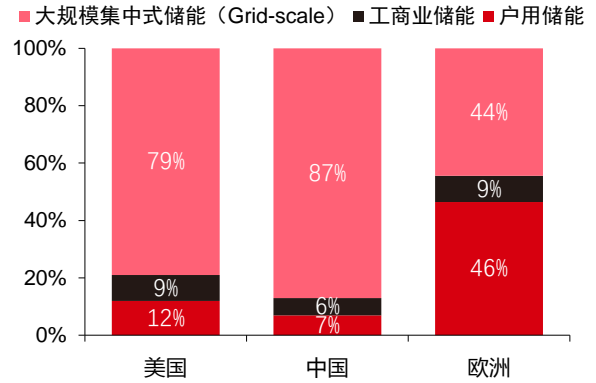
美国是全球大储另一主力市场，储能装机表现亮眼。美国是全球规模最大、成长最快的储能市场之一，2021 年新增储能装机 3.5GW/10.5GWh，2016-2021 年复合增速达 96.5%。截至 2022 年二季度末，美国在运行中的电化学储能系统共计 6.47GW，在建的电化学储能项目 14.50GW/36.20GWh，储能项目建设火热。美国储能装机以大储为主，大储装机占 2021 年全美装机容量的 79%。Wood Mackenzie 预测，2023 年全美大储市场规模超过 50 亿美元。据 CNESA 统计，2021 年全球新增投运的新型电力储能项目装机规模达 10.2GW，yoy+117%。美国、中国、欧洲分别占 34%/24%/22%。

图 33：2021 全球新增新型储能项目地区分布



资料来源：CNESA，中信证券研究部

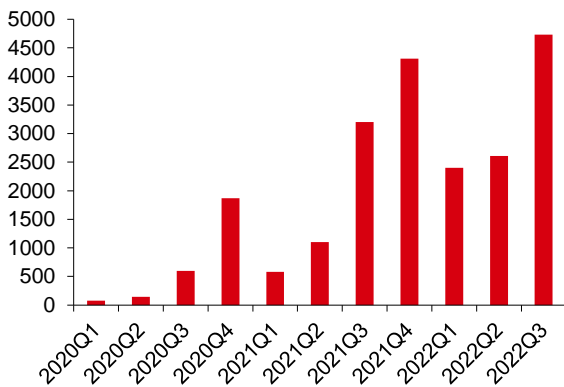
图 34：2021 年三大主要市场储能装机结构



资料来源：Woodmac，中信证券研究部

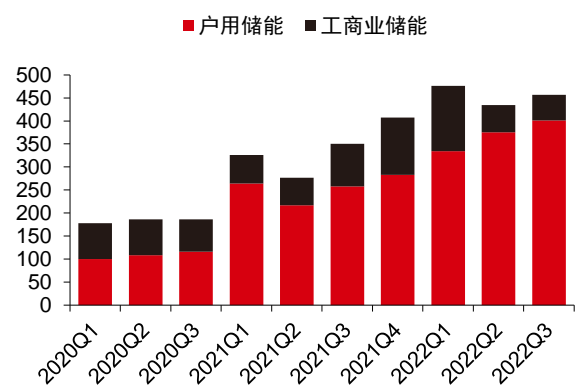
根据 Woodmac 数据，2022 年上半年美国表前储能新增装机 5.01GWh，同比增长 211.6%。2022 年，美国对中国企业在东南亚的组件产品实行反规避调查，使得当地中国企业组件产品对美出口形成了严重的障碍，多数配套光伏建设的储能项目被迫延期。伴随 2022 年 10 月 14 日美国暂停对太阳能电池和组件征收的所有反倾销或反补贴税，美国积压的表前储能需求有望快速释放。2021 年美国储能新增装机达 3.5GW/10.5GWh（同比增长 204%）。22H1 储能新增装机达 2.1GW/5.5GWh。表前增速最快（括号里面为 MW 增速/MWh 增速）：表前（212%/137%）>用户侧（67%/36%）>工商业（-24%/-1%）。

图 35：美国表前市场新增储能装机量（MWh）



资料来源：WoodMac，中信证券研究部

图 36：美国表后市场新增储能装机量（MWh）



资料来源：WoodMac，中信证券研究部

独立储能和小型储能项目受益颇深，1MW 以上项目或将迎来抢装潮。独立储能首次获得抵免资格：过去为了具备 ITC 获取资格，储能项目必须与光伏发电项目配对，IRA 法案使储能摆脱太阳能配对限制，二者“发展途径”脱钩，降低了储能项目的建设成本和时间，利好独立储能的发展。小型储能项目补贴力度大幅提升：根据原 ITC 政策，户用储能项目的税收抵免额度将在 2024 年取消，工商业储能及表前储能项目则降至 10%；IRA 法案通过后，户储抵免额度可达 30%~40%，小型的工商业储能项目及满足条件的表前储能项目抵免额度则在 30%~80%不等，较之前显著提升，有望刺激需求高速增长。

与国内大储装机由强配政策驱动的情形不同，美国电力现货以及辅助服务市场机制相对更为成熟，大储项目已实现一定的经济性。现阶段，美国新能源配储项目主要可通过获取更高的 PPA 协议电价获益，而独立储能项目可通过现货市场套利、辅助服务等模式获得收益。2022 年 8 月，美国新推出的《降低通胀法案》(IRA) 将光伏 ITC 期限延长 10 年，税收减免由 26% 提升到 30%，并将独立储能纳入 ITC，对大储、特别是独立储能模式运营的项目形成有效激励。我们认为，较为成熟的商业模式为美国大储项目装机增长提供了内在动力，而 IRA 新政有望进一步刺激大储项目投资，市场有望持续高景气。

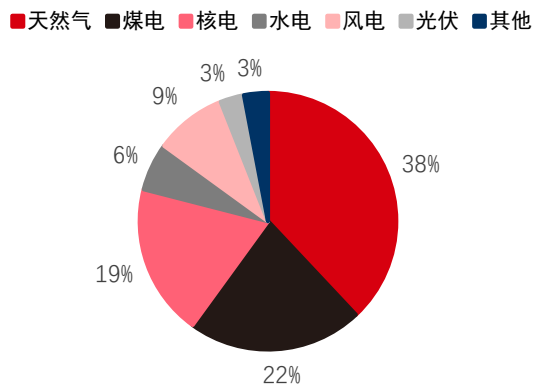
表 9: IRA 政策更新后美国储能补贴相应增加

| 项目类型 | IRA 通过前的政策 | IRA 通过后的政策 |
|---|--|---|
| 户储 | 2020-2022 年 ITC 抵免 26%，2023 年为 22%，此后无补贴。 | ① 税收抵免额度提升至 30% 并延迟至 2032 年； ② 满足本土要求再加 10%； ③ 首次提出超过 3KWh 的独立储能也可享受税收抵免，之前则要求必须与太阳能绑定且 100% 能量源于太阳能。 |
| 工商业储能 (不超过 1MW 的光储项目) & 满足条件的表前储能 (超过 1MW, 在发布现行工资和学徒要求后 60 天内开工或满足现行工资和学徒要求) | 2020-2022 年 ITC 抵免 26%，2023 年为 22%，2024 年起降至 10% 并永久保持该抵免税率。 | ① 大于 5KWh 的独立储能也可享受税收抵免，之前则要求必须与太阳能绑定且 75% 能量源于太阳能； ② 基础抵免提升至 30% 并延迟至 2032 年； ③ 满足以下条件可获额外抵免：满足本土制造要求+10%，项目位于能源社区+10%，位于低收入社区或印第安保留地的 5MW 以下项目+10%，满足合格要求的低收入住宅项目或合格的低收入经济效益项目+20%。 |
| 不满足条件的表前储能 (超过 1MW, 在发布现行工资和学徒要求后 60 天内未开工且不满足现行工资和学徒要求) | 2020-2022 年 ITC 抵免 26%，2023 年为 22%，2024 年起降至 10% 并永久保持该抵免税率。 | ① 大于 5KWh 的独立储能也可享受税收抵免； ② 基础抵免降至 6%； ③ 满足条件可获额外抵免：满足本土制造要求+2%，项目位于能源社区+2%。 |

资料来源：美国国务院官网，中信证券研究部

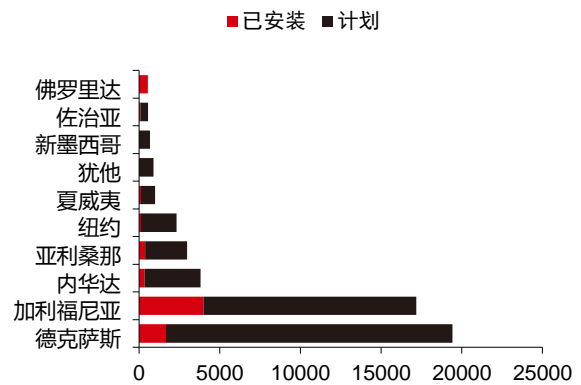
根据 EIA 数据，美国 2021 年电力结构中，天然气+煤电发电量占比 60%。各州规划可再生能源发电市场配额方案，加州计划 2030 年实现 60% 的可再生能源占比。美国储能集中于加州和德州。截至 2022 年 8 月，加州储能装机完成 3977MW，在建 13198MW，德州储能装机完成 1653MW，在建 17789MW。2021 年加州风+光的发电量占总发电量比例为 25%，德州风光发电占比 24%，高于美国全国的 13%。

图 37: 2021 年美国电力结构



资料来源：EIA，中信证券研究部

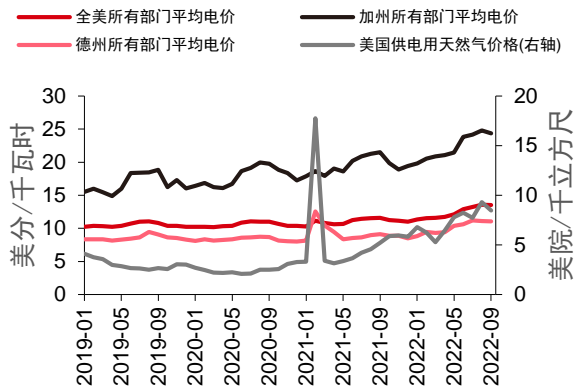
图 38: 2022 年美国最大效用规模储能资源分布 (MW)



资料来源：EIA，中信证券研究部

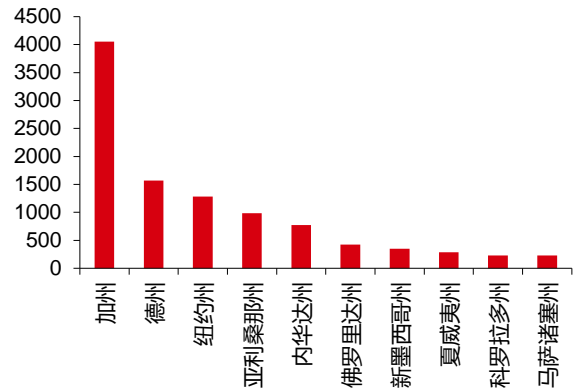
美国天然气价格带动电价持续上涨，配储需求上升。俄乌冲突背景下，拉高了 2022 年天然气价格均值，能源价格上涨一定程度上催生了电价中枢上移，市场化交易背景下电价大幅波动对储能配套需求产生积极影响。

图 39：美国天然气价格、电价及德州加州电价



资料来源：EIA，中信证券研究部

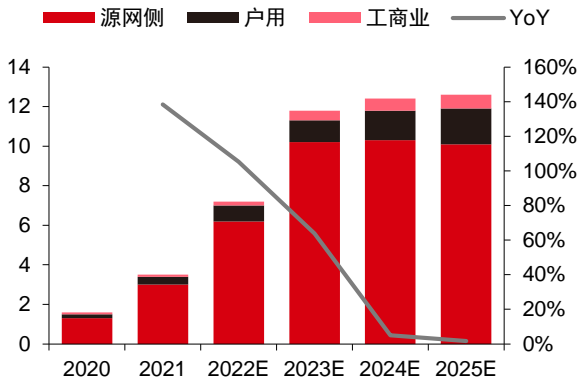
图 40：美国 2021-2024 年各州电池储能规划安装规模 (MW)



资料来源：EIA，中信证券研究部

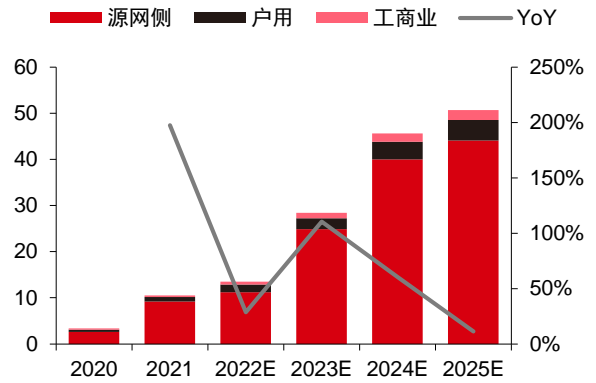
美国储能项目盈利模式成熟，支持政策密集出台，储能市场持续高速增长。2020 年以来，美国联邦和各州政府大量出台对储能的支持政策，明确了储能参与源网侧辅助服务市场、峰谷价差套利、分布式电源项目配套等模式，在美国市场化的电力体制和逐步上升的电价下，商业模式成熟，盈利水平丰厚。同时，根据 2022 年《通货膨胀削减法案》，独立储能将有资格获得 ITC 退税激励，有望降低约 30% 项目资本开支，储能投资收益进一步上升。此外，美国电网设施较为陈旧，可靠性差，近年来多次发生停电事故，加上火电逐步退役，可再生能源愈发成为优先替代方案，持续推升储能调度需求，刺激储能项目装机增长。根据 Wood Mackenzie 统计，2021 年，美国储能市场装机规模/容量达 3.5GW/10.5GWh (+138%/+198% YoY)，其中表前储能规模达 3GW/9.2GWh 左右，占比约 9 成；Wood Mackenzie 预计 2022 年美国储能新增装机规模/容量将达 3.5GW/13.5GWh(+105%/+29% YoY)，2023 年装机规模/容量有望达 7.2GW/28.4GWh (+64%/+110% YoY)，需求仍将保持高速增长。

图 41：美国储能市场装机规模及预测（GW）



资料来源：Wood Mackenzie（含预测），中信证券研究部

图 42：美国储能市场装机容量及预测（GWh）



资料来源：Wood Mackenzie（含预测），中信证券研究部

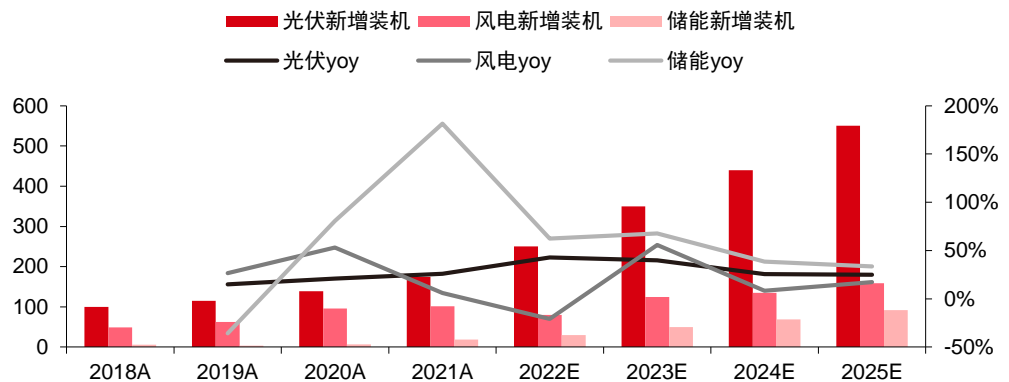
综上，结合全球新能源装机预期和储能配套发展比例，我们预期全球储能增长有望继续维持高速增长状态，2022-2025 年全球储能装机规模预期为 30/50/69/92GW，保持 50% 的年均复合增速。

表 10：全球电力储能装机预测（GW）

| | 2018A | 2019A | 2020A | 2021A | 2022E | 2023E | 2024E | 2025E |
|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 光伏新增装机 | 100 | 115 | 139 | 175 | 250 | 350 | 440 | 550 |
| 光伏 yoy | | 15% | 21% | 26% | 43% | 40% | 26% | 25% |
| 风电新增装机 | 49 | 62 | 96 | 101 | 80 | 125 | 135 | 159 |
| 风电 yoy | | 27% | 53% | 6% | -21% | 56% | 8% | 17% |
| 储能新增装机 | 6 | 4 | 7 | 18 | 30 | 50 | 69 | 92 |
| 储能 yoy | | -36% | 81% | 182% | 62% | 68% | 38% | 33% |
| 配储功率比例 | 3.8% | 2.0% | 2.8% | 6.6% | 9% | 11% | 12% | 13% |
| 中国储能占比 | 42.9% | 30.6% | 49.2% | 57.4% | 43.1% | 46.3% | 45.7% | 45.1% |

资料来源：GWEC（含全球风电装机预测值），IEA，CNESA，中信证券研究部预测

图 43：全球新能源及储能装机预测（GW）



资料来源：GWEC（含全球风电装机预测值），IEA，CNESA，中信证券研究部预测

■ 风险因素

新能源装机量不及预期

“双碳”转型背景下，新能源将逐步成为主要电源形式，其自身的出力不稳定性是新型电力系统推进储能建设的核心出发点。若国内外受偶发因素或产业链因素导致新能源电源阶段性装机增长、渗透率提升不及预期，则可能对储能行业的持续发展和需求增长产生不利影响。

储能成本下降不及预期

电力系统各环节配套储能，除了需要政策及规范支持储能行业发展以外，也需要通过储能行业自身的技术进步或规模化发展，推动储能系统成本下降，使得业主方投资建设储能的初始投资下降，提升配储的经济性；若储能系统价格持续维持高位，则可能对储能行业的商业化发展产生不利影响。

电价市场化推进不及预期

新型电力系统中伴随“双高”影响，电力现货价格理论波动范围有望扩大，为配储项目提供了套利空间与配置必要性，若电力价格无法充分反映当前时点电力供需形势变化，则价格变动范围会缩小，储能项目经济性预计将下降。

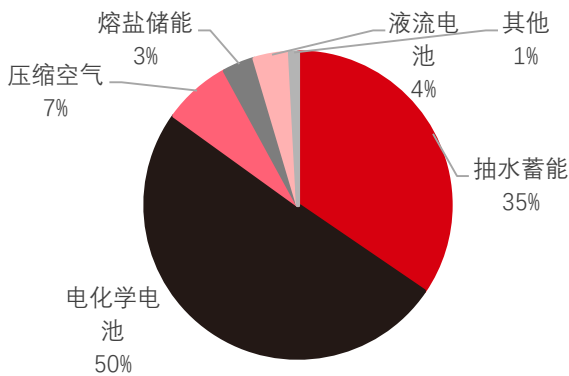
电价政策改革不及预期

分时电价、容量电价等电价政策为电力储能项目提升了循环充放电盈利空间与年度容量补贴，加速市场化配储需求，也缩短了储能项目的投资回收期。若上述政策的全国推广和落地不及预期，则将对国内储能市场需求释放产生不利影响。

投资策略

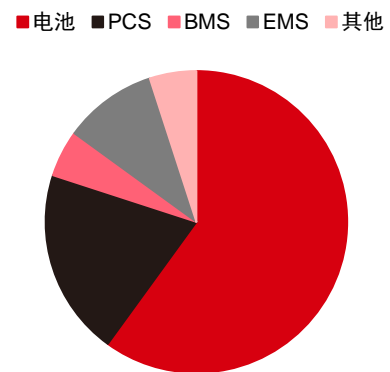
构建以新能源为主体的新型电力系统奠定了未来打造储能作为全系统“蓄水池”、“安全阀”的发展主线，“双碳”目标下储能中长期发展空间巨大。短期看，1) 国内市场有望在 2023 年迎来风光装机加速释放，同时在相应储能政策、规划及电价政策的利好下，电网、电源侧配储需求料将加速释放，工商业储能商业模式日渐清晰，长时储能等多时间尺度、多技术路线并举。2) 海外市场受能源供应与电价变动影响，预计欧洲户储装机加速渗透，美国大储市场有望放量。

图 44：国内“十四五”新增储能装机占比预期（GW）



资料来源：中信证券研究部预测

图 45：储能系统成本拆分



资料来源：CNESA 测算，中信证券研究部

结合以上行业发展趋势，我们建议围绕四条主线把握储能行业高速增长的机遇期：

- 1) 国内外储能系统及 EPC 环节：重点推荐阳光电源、苏文电能、派能科技、科华数据、国电南瑞、许继电气、思源电气，建议关注南网科技、新风光、智光电气、ST 龙净、威腾电气、海博思创、南都电源、科陆电子、科士达、四方股份；
- 2) 储能逆变器环节：重点推荐固德威、锦浪科技、德业股份、禾迈股份，建议关注盛弘股份；
- 3) 储能温控消防环节：重点推荐同飞股份、英维克、高澜股份、青鸟消防、国安达；
- 4) 长时储能及灵活性改造：重点推荐中国能建、钒钛股份，建议关注陕鼓动力、首航高科、中国电建、哈尔滨电气、上海电气、青达环保。

表 11：重点推荐标的盈利预测一览

| 简称 | 代码 | 收盘价 | EPS | | | | PE | | | | 评级 |
|-------------------------|-----------|--------|------|-------|-------|-------|-----|-----|-----|-----|----|
| | | | 21 | 22E | 23E | 24E | 21 | 22E | 23E | 24E | |
| (1) 国内外储能系统及 EPC | | | | | | | | | | | |
| 阳光电源 | 300274.SZ | 121.58 | 1.07 | 2.11 | 3.85 | 5.29 | 114 | 58 | 32 | 23 | 买入 |
| 苏文电能 | 300982.SZ | 63.51 | 1.76 | 2.03 | 2.76 | 3.62 | 36 | 31 | 23 | 18 | 买入 |
| 派能科技 | 688063.SH | 290.75 | 2.04 | 7.12 | 14.45 | 20.71 | 143 | 41 | 20 | 14 | 买入 |
| 科华数据 | 002335.SZ | 50.99 | 0.95 | 1.20 | 1.50 | 1.89 | 54 | 42 | 34 | 27 | 买入 |
| 国电南瑞 | 600406.SH | 26.79 | 0.84 | 0.99 | 1.14 | 1.28 | 32 | 27 | 24 | 21 | 买入 |
| 许继电气 | 000400.SZ | 22.24 | 0.72 | 0.88 | 1.02 | 1.24 | 31 | 25 | 22 | 18 | 买入 |
| 思源电气 | 002028.SZ | 43.45 | 1.56 | 1.58 | 2.05 | 2.52 | 28 | 28 | 21 | 17 | 买入 |
| (2) 储能逆变器 | | | | | | | | | | | |
| 固德威 | 688390.SH | 342.55 | 2.27 | 4.43 | 11.73 | 21.99 | 151 | 77 | 29 | 16 | 买入 |
| 锦浪科技 | 300763.SZ | 169.01 | 1.26 | 2.93 | 6.42 | 10.66 | 134 | 58 | 26 | 16 | 买入 |
| 德业股份 | 605117.SH | 312.20 | 2.42 | 6.22 | 12.37 | 20.48 | 129 | 50 | 25 | 15 | 买入 |
| 禾迈股份 | 688032.SH | 823.00 | 3.60 | 10.64 | 21.33 | 39.29 | 229 | 77 | 39 | 21 | 买入 |
| (3) 储能温控消防 | | | | | | | | | | | |
| 同飞股份 | 300990.SZ | 102.05 | 1.28 | 1.62 | 2.81 | 3.81 | 80 | 63 | 36 | 27 | 买入 |
| 英维克 | 002837.SZ | 35.65 | 0.47 | 0.47 | 0.79 | 1.14 | 76 | 76 | 45 | 31 | 买入 |
| 高澜股份 | 300499.SZ | 12.38 | 0.21 | 0.26 | 0.40 | 0.50 | 59 | 48 | 31 | 25 | 买入 |
| 青岛消防 | 002960.SZ | 30.35 | 1.08 | 1.25 | 1.58 | 1.90 | 28 | 24 | 19 | 16 | 买入 |
| 国安达 | 300902.SZ | 32.86 | 0.21 | 1.05 | 1.81 | 2.88 | 156 | 31 | 18 | 11 | 买入 |
| (4) 长时储能及灵活性改造 | | | | | | | | | | | |
| 中国电建 | 601669.SH | 6.98 | 0.57 | 0.77 | 1.02 | 1.38 | 12 | 9 | 7 | 5 | 买入 |
| 中国能建 | 601868.SH | 2.32 | 0.16 | 0.18 | 0.22 | 0.28 | 15 | 13 | 11 | 8 | 买入 |
| 钒钛股份 | 000629.SZ | 4.92 | 0.15 | 0.19 | 0.22 | 0.32 | 33 | 26 | 22 | 15 | 买入 |

资料来源：Wind，中信证券研究部预测

注：股价为 2023 年 1 月 16 日收盘价

■ 相关研究

- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 22—如何看待这个时点的 EVA 粒子价格 (2023-01-13)
- 电力设备及新能源行业新型电力系统行业观察 2—构建发展蓝图，三维度明确建设内涵 (2023-01-09)
- 电力设备及新能源行业风电板块 2023 年投资策略—走出低谷，乘风破浪 (2023-01-07)
- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 21—光伏海外需求或已边际改善 (2023-01-03)
- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 20—政策推动下光伏地面电站建设有望发力 (2022-12-27)
- 电力设备及新能源行业工控及低压行业 2023 年投资策略—拥抱顺周期，展望数字化 (2022-12-20)
- 光伏行业观察 19—近期有哪些光伏产业链细节可以追踪 (2022-12-19)
- 电力设备及新能源行业重大事项点评—市场和技术，经济工作会议中的新能源内容 (2022-12-17)
- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 18—哪些因素在影响国内地面电站装机(2022-12-11)
- 电力设备及新能源行业光伏板块 2023 年投资策略—景气相随，拔萃鼎新 (2022-12-07)
- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 17—反规避初裁将推动光伏海外产能扩张 (2022-12-05)
- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 16—如何看待近期硅料和硅片降价 (2022-11-28)
- 电力设备及新能源行业光伏行业观察 15—如何看待光伏近期排产和后续需求(2022-11-21)
- 电力设备及新能源行业电网电源行业观察 1—特高压蓄势待发，关注核准招标节奏 (2022-11-07)
- 电力设备及新能源行业储能行业观察 3—全钒液流电池落地 GWh 系统集成采，单位成本持续下降 (2022-11-07)
- 电力设备及新能源行业储能系列报告专题三—长时储能大有可为 (2022-10-24)
- 电力设备及新能源行业储能行业观察二—由湖南碳达峰方案看储能应用方向(2022-10-24)
- 电力设备及新能源行业电网暨电源行业跟踪点评—三季度投资托底，四季度政策待发 (2022-10-11)
- 电力设备及新能源行业风电行业观察 4—关注风电降本产业链 (2022-08-15)
- 电力设备及新能源行业重大事项点评—如何理解新能源供给消纳体系 (2022-07-29)

分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

一般性声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含 CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。本研究报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断并自行承担投资风险。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告或其所包含的内容产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担任何责任。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可跌可升。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与中信证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。

评级说明

| 投资建议的评级标准 | | 评级 | 说明 |
|--|------|------|-------------------------------|
| 报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。 | 股票评级 | 买入 | 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 20%以上 |
| | | 增持 | 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 5%~20%之间 |
| | | 持有 | 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间 |
| | | 卖出 | 相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上 |
| | 行业评级 | 强于大市 | 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 10%以上 |
| | | 中性 | 相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间 |
| | | 弱于大市 | 相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上 |

特别声明

在法律许可的情况下，中信证券可能（1）与本研究报告所提到的公司建立或保持顾问、投资银行或证券服务关系，（2）参与或投资本报告所提到的公司的金融交易，及/或持有其证券或其衍生品或进行证券或其衍生品交易，因此，投资者应考虑到中信证券可能存在与本研究报告有潜在利益冲突的风险。本研究报告涉及具体公司的披露信息，请访问 <https://research.citicsinfo.com/disclosure>。

截至本报告发布日，中信证券股份有限公司及其另类投资子公司持有下述公司已发行股份的比例达到或超过 1%：威腾电气（688226），对应持股业务类别：自营，持股比例：0.16%；另类投资子公司，限售持股比例：1.25%，限售起始日：2021 年 07 月 07 日，限售期：24 个月；中信证券股份有限公司及其另类投资子公司持有下述公司已发行股份的比例达到或超过 1%：科士达（002518），对应持股业务类别：自营，持股比例：1.20%；中信证券股份有限公司及其另类投资子公司持有下述公司已发行股份的比例达到或超过 1%：新风光（688663），对应持股业务类别：自营，持股比例：1.13%。

法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由 CLSA Limited（于中国香港注册成立的有限公司）分发；在中国台湾由 CL Securities Taiwan Co., Ltd. 分发；在澳大利亚由 CLSA Australia Pty Ltd.（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由 CLSA（CLSA Americas, LLC 除外）分发；在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧洲经济区由 CLSA Europe BV 分发；在英国由 CLSA（UK）分发；在印度由 CLSA India Private Limited 分发（地址：8/F, Dalamal House, Nariman Point, Mumbai 400021；电话：+91-22-66505050；传真：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118）；在印度尼西亚由 PT CLSA Sekuritas Indonesia 分发；在日本由 CLSA Securities Japan Co., Ltd. 分发；在韩国由 CLSA Securities Korea Ltd. 分发；在马来西亚由 CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd 分发；在菲律宾由 CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会）分发；在泰国由 CLSA Securities (Thailand) Limited 分发。

针对不同司法管辖区的声明

中国大陆：根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

中国香港：本研究报告由 CLSA Limited 分发。本研究报告在香港仅分发给专业投资者（《证券及期货条例》（香港法例第 571 章）及其下颁布的任何规则界定的），不得分发给零售投资者。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，CLSA 客户应联系 CLSA Limited 的罗鼎，电话：+852 2600 7233。

美国：本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由 CLSA（CLSA Americas, LLC 除外）仅向符合美国《1934 年证券交易法》下 15a-6 规则界定且 CLSA Americas, LLC 提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所述任何观点的背书。任何从中信证券与 CLSA 获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系 CLSA Americas, LLC（在美国证券交易委员会注册的经纪交易商），以及 CLSA 的附属公司。

新加坡：本研究报告在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.，仅向（新加坡《财务顾问规例》界定的）“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。就分析或报告引起的或与分析或报告有关的任何事宜，新加坡的报告收件人应联系 CLSA Singapore Pte Ltd，地址：80 Raffles Place, #18-01, UOB Plaza 1, Singapore 048624，电话：+65 6416 7888。因您作为机构投资者、认可投资者或专业投资者的身份，就 CLSA Singapore Pte Ltd. 可能向您提供的任何财务顾问服务，CLSA Singapore Pte Ltd 豁免遵守《财务顾问法》（第 110 章）、《财务顾问规例》以及其下的相关通知和指引（CLSA 业务条款的新加坡附件中证券交易服务 C 部分所披露）的某些要求。MCI (P) 085/11/2021。

加拿大：本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。

英国：本研究报告归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在英国由 CLSA（UK）分发，且针对由相应本地监管规定所界定的在投资方面具有专业经验的人士。涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。

欧洲经济区：本研究报告由荷兰金融市场管理局授权并管理的 CLSA Europe BV 分发。

澳大利亚：CLSA Australia Pty Ltd（“CAPL”）（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及 CHI-X 的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由 CAPL 仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经 CAPL 事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第 761G 条的规定。CAPL 研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的 ASX All Ordinaries 指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL 寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

印度：CLSA India Private Limited，成立于 1994 年 11 月，为全球机构投资者、养老基金和企业提供股票经纪服务（印度证券交易委员会注册编号：INZ000001735）、研究服务（印度证券交易委员会注册编号：INH000001113）和商人银行服务（印度证券交易委员会注册编号：INM000010619）。CLSA 及其关联方可能持有标的公司的债务。此外，CLSA 及其关联方在过去 12 个月内可能已从标的公司收取了非投资银行服务和/或非证券相关服务的报酬。如需了解 CLSA India “关联方”的更多详情，请联系 Compliance-India@cls.com。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券 2023 版权所有。保留一切权利。